

N° Ordre...../FHC/UMBB/2023

République Algérienne Démocratique Et Populaire

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara - Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme :

MASTER

Présenté par :

BELABASSI Zeyd

SIZINE Sid Ali

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage des puits pétrolier

Etude et simulation du Torque and Drag avec les logiciels

WellPlan™ et CasingWear™ de LANDMARK

Cas du puits dévié P-29

Devant le jury composé :

Mm Fatma YAHY

MCB

UMB-Boumerdes

Présidente

MR Zine Elabidine BOUBEKEUR

MAA

UMB-Boumerdes

Encadrant

MR Zakaria BELIMANE

MAB

UMB-Boumerdes

Examineur

Année universitaire: 2022/2023

RESUME

English

This thesis aims to investigate the simulation of torque and drag analysis for the P-29 well in the Hassi Messaoud field, as well as casing wear estimation. Computer simulation is utilized as a powerful tool for understanding the behavior of torque and drag, and for estimating potential damages to the casing, using the model is important to help for the planning stage and to predict potential problems.

Mathematical models have been used to simulate these processes, and data analysis and evaluation have been conducted using advanced computer imaging techniques. This thesis makes a significant contribution to the study of torque and drag analysis and casing wear evaluation, and is expected to provide valuable insights for the oil and gas industry, contributing to the improvement of drilling operation planning.

Français

Cette mémoire vise à étudier la simulation et l'analyse du torque et du drag pour le puits P-29 dans le champ de Hassi Messaoud, ainsi que l'estimation de l'usure du tubage. La simulation informatique est utilisée comme un outil puissant pour comprendre le comportement du torque et du drag, et pour estimer les dommages potentiels au tubage, l'utilisation du modèle est importante pour aider à l'étape de planification et pour prévoir les problèmes potentiels.

Des modèles mathématiques ont été utilisés pour simuler ces processus, et l'analyse et l'évaluation des données ont été réalisées à l'aide de techniques avancées d'imagerie informatique. Cette thèse apporte une contribution significative à l'étude de l'analyse du torque et du drag, ainsi qu'à l'évaluation de l'usure du tubage, et devrait fournir des informations précieuses pour l'industrie pétrolière et gazière, contribuant ainsi à l'amélioration de la planification des opérations de forage.

العربية:

تهدف هذه الأطروحة إلى دراسة المحاكاة في تحليل العزم والسحب لبئر P-29 في حقل حاسي مسعود، بالإضافة إلى تقدير تآكل اغلفة الابار. يتم استخدام المحاكاة الحاسوبية كأداة قوية لفهم سلوك العزم والسحب، وتقدير الأضرار المحتملة على اغلفة الابار، استخدام النموذج يعد عملية مهمة للمساعدة في مرحلة التخطيط للبئر والتنبيه بمشاكل الحفر المحتملة

تم استعمال نماذج رياضية لمحاكاة هذه العمليات، وتم تحليل البيانات وتقييمها باستخدام تقنيات متقدمة للتصوير الحاسوب ، و تعد هذه الأطروحة مساهمة مهمة في مجال دراسة تحليل العزم والسحب وتقييم تآكل اغلفة الابار ، ومن المأمول أن تقدم نتائج قيمة لصناعة النفط والغاز، مساهمة في تحسين تخطيط عمليات الحفر.

REMERCIEMENTS

Nous tenons à exprimer notre gratitude et remerciements, tout d'abord, au Dieu qui nous a donné la force, le courage et la patience pour effectuer ce travail.

Deuxièmement, nous voulons remercier : **MR Zine Elabidine BOUBEKEUR** notre encadreur pour sa contribution dans ce travail. Il nous a mis sur la bonne voie avec ses conseils, orientations et remarques précieuses

Nous remercions également tout le personnel de **L'ENTP, HALLIBURTON** pour leur aide qu'ils nous ont apportés durant notre stage, surtout : **MR Henni BOUADOU, MR Bilal TEGUICHE, MR Ammar, MR Ismail, MR Mohamed KHELLAF, MR Khaled** et **MR Sif**.

Nous remercions également **MR BOUGHELOUM** de la division forage, les responsables de **SPE** de **BUOG** et le **MR Aman SRIVASTAVA** pour le programme de formation, **MR David GIBSON** pour nous avoir inspiré l'idée et sa contribution dans ce travail.

Enfin, nous adressons nos sincères remerciements à tous les professeurs que nous avons rencontrés durant notre cursus à la faculté des hydrocarbures et de la chimie.

DEDICASES

Je dédie cette thèse à :

Mon très cher père le MR Bouzid Belabassi, ma très chère mère Mm Belmaaziz, A ma chère femme et à mon cher frère et ma chère sœur.

Que dieu vous protège et vous offre la santé, la prospérité et tout le bonheur du monde et une vie pleine de bonheur, de joie et de succès, Je vous aime.

Vos prières m'ont été un grand secours pour mener à bien mes études. Merci d'être présente dans ma vie. Tes encouragements et tes soutiens m'ont motivé à terminer ce travail.

Mes amis : Hamoudi, Bachir, Fouad, Taki, Younes, houdaifa, Yazid et également la famille.

BELABASSI ZEYD

DEDICASES

Je dédie ce modeste travail à;

Mes très chers parents qui ont fait mon bonheur et qui ont partagé mes malheurs surtout ma chère mère, pour son soutien, sa patience et sa confiance.

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils font pour moi; que Dieu vous garde et vous bénisse

Mon très chère frère; Rayane

Mes sœurs; Zakia, Lila, Camélia, ma femme Karima et toute ma grande famille Sazine et Abdi

A tous mes amis.

SIZINE SID ALI

SOMMAIRE :

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I: GENERALITES SUR LE FORAGE DIRECTIONNEL.....	2
I.1. Le forage rotary.....	3
I.2. Garniture de forage.....	5
I.3. Le forage directionnel.....	6
I.4. Evolution du forage directionnel depuis 1900s.....	7
I.5. Trajectoires des puits de forage directionnels.....	10
I.5.1. Mesure de la trajectoire.....	10
I.5.2. Planification de la trajectoire.....	10
I.5.3. Anticollision et planification avancée des puits.....	12
CHAPITRE II: TORQUE AND DRAG.....	14
II.1. Vocabulaire.....	15
II.2. Le torque.....	15
II.3. Le drag.....	16
II.4. Coefficient de friction.....	16
II.5. Facteur de friction.....	17
II.6. Mesure du torque et du drag sur terrain.....	18
II.6.1. Mesures de Drag.....	19
II.6.2. Les mesures de torque.....	20
II.7. Facteurs influençant le “torque and drag” dans un puits pétrolier.....	22
II.7.1. Facteurs opératoires liées à l'état du puits.....	22
II.7.2. Facteurs liées aux frottements.....	22
II.8. Le flambage (buckling).....	23
II.9. La tortuosité.....	23
II.10. Les modèles lisse (soft string) et rigide (stiff string).....	24
II.10.1. Le modèle lisse (soft string modèle).....	25
II.10.2. Le modèle rigide (stiff string model).....	25
II.11. La réduction du torque et du drag.....	26
II.11.1. Trajectoire (Wellpath).....	26
II.11.2. Les systèmes de forage rotatifs (RSS).....	27
II.11.3. Sélection de l'outil (Bit selection).....	27
II.11.4. Outils mécaniques réducteurs du friction (stand off devices).....	29

II.11.5. Système de boue	29
II.11.6. Un bon nettoyage du trou.....	30
II.12. Forces normales (forces latérales)	30
II.13. L'usure du tubage (casing wear)	31
II.14. Les avantages de surveillance du torque et du drag en temps réel	33
II.14.1. Graphe du HKLD (poids sur crochet).....	33
II.14.2. L'importance de l'estimation en temps réel du facteur de frottement	35
II.14.3. Graphe du Torque	36
CHAPITRE III: PRESENTATION DU P-29.	37
III.1. Sommaire des données du puits.....	38
III.2. Le programme géologique.....	38
III.2.1. Les coordonnées du puits	38
III.2.2. Pronostic géologique	39
III.3. Désign du puits	42
III.4. Données générales sur la pression de formation et la pression de fracturation	43
III.5. Profil de température	44
CHAPITRE IV: METHODOLOGIE DE TRAVAIL	46
IV.1. Fonctionnement du modèle de simulation.....	47
IV.2. Méthodologie de recherche	47
IV.3. Les modules du Torque and Drag	56
CHAPITRE V: RESULTATS ET DISCUSSION	58
V.1. Torque and drag.....	59
V.1.1. Rotation sur fond (Rotation on bottom).....	59
V.1.2. La descente de la garniture (Tripping in)	62
V.1.3. La remontée de la garniture (Tripping out) :	64
V.1.4. Tension effective (Effective tension).....	65
V.1.5. Le schéma dévié du torque et du drag (Torque an drag deviated schematic).....	66
V.2. La simulation de l'usure du 7" liner (Casing Wear).....	68
V.2.1. Calcul linéaire de la résistance à l'éclatement (Burst strenght).....	70
V.2.2. Profondeur de la rainure en fonction de la profondeur (Groove depth)	71
CONCLUSION	73
RECOMMANDATIONS	74

LISTES DES FIGURES :

Figure I-1: Système de forage Rotary.....	4
Figure I-2: Quelques éléments de la garniture de forage.....	5
Figure I-3: Applications du forage dirigée	6
Figure I-4: Evolution of directional drilling	7
Figure I-5 : Déviation avec le whipstocks	8
Figure I-6: Puits d'intervention (relief well)	9
Figure I-7: Moteur du fond avec un bent sub.....	9
Figure I-8: Trajectoire classiques de type J et S.....	11
Figure I-9: Puits horizontal.....	11
Figure I-10: Représentation et analyse d'un traveling cylinder.....	12
Figure I-11: Ellipsoïde de l'incertitude	13
Figure II-1: Concept du torque et drag	15
Figure II-2: Forces sur un block glissant sur un block incliné	16
Figure II-3: Autopsie du facteur du friction	17
Figure II-4: Force normale	18
Figure II-5: Friction statique et dynamique	18
Figure II-6: Weight indicator calibration sub	19
Figure II-7: Capteur du poids (Hookload sensor).....	20
Figure II-8: Un système de levage sur une rig.....	20
Figure II-9: Rotary torque meter	21
Figure II-10: Quelques mauvais états du trou de forage	22
Figure II-11: Flambage sinusoïdal et hélicoïdal.....	23
Figure II-12: Macro et micro-tortuosité	24
Figure II-13: Différence de mesure de l'inclinaison avec system MWD et le wireline.....	24
Figure II-14: Modèle lisse	25
Figure II-15: Modèle rigide	26
Figure II-16: Tortuosité produite par le PDM	27
Figure II-17: Build rate , Turn rate , deflection , Bending moment , contact forces	28
Figure II-18: L'effet du longueur de jauge du trépan sur la capacité de directionnement	28
Figure II-19: Outils mécaniques réducteurs du friction.....	29
Figure II-20: Calcul des forces normales	30
Figure II-21: Flottement du tubage.....	31
Figure II-22: Vecteurs des vitesses de glissement et de rotation.....	32
Figure II-23: Longueur du déplacement (en une minute) glissement et rotation	32
Figure II-24: 6.125" hole pick up /slack off hookload	34
Figure II-25: Phénomène Thumbs up.....	35
Figure II-26: 6.125" off bottom torque.....	36
Figure III-1: La pression attendue du formation	43
Figure III-2: La température attendue du formation	44
Figure IV-1: Fonctionnement du modèle de simulations	47
Figure IV-2: Informations de référence	48
Figure IV-3: Propriétés du fluide.....	49
Figure IV-4: Spécifications du rig.....	49
Figure IV-5: L'éditeur de section du puits	50
Figure IV-6: L'éditeur de paramètres opérationnels	50

Figure IV-7: L'éditeur de garniture.....	51
Figure IV-8: L'éditeur du trajectoire.....	53
Figure IV-9: Paramètres d'analyse.....	55
Figure V-1 : P-29 WOB opérationnel de la section 8.5"	59
Figure V-2: Poids sur le crochet pendant le forage	60
Figure V-3: Simulation du torque maximal en surface	61
Figure V-4: Graph du simulation du torque en garniture	62
Figure V-5: Simulation du poids du descente	63
Figure V-6: Poids réelle du descente	64
Figure V-7: Simulation du poids du remontée	65
Figure V-8: Tension effectif en différent opérations.....	66
Figure V-9: Les options du schéma déviée	66
Figure V-10: Distribution du forces latéral avec modèle lisse	67
Figure V-11: Distribution du forces latéral avec modèle rigide	67
Figure V-12: Représentation 3D de la section 6"	68
Figure V-13: Les opérations dans la section 6".....	69
Figure V-14: La résistance à l'éclatement avec usure incrémental et cumulatif.....	70
Figure V-15: Profondeur de la rainure	72
Figure V-16: Présentation 3D de l'usure du liner	72

LISTES DES TABLEAUX.

Tableau II-1: Coefficients de friction (Rabat, 1985)	17
Tableau III-1: Coordonnées du puit P-29	39
Tableau III-2: Sommets prévus des formations.....	39
Tableau III-3: Données de la cible	40
Tableau III-4: Paramètres attendus du réservoir de la formation Hamra Quartzite	41
Tableau III-5: Résumé du tubage	45
Tableau IV-1: BHA du PDM de la section 8.5 ”	52
Tableau IV-2: BHA RSS de la section 8.5 ”	52
Tableau IV-3: Informations sur la trajectoire du puits	53
Tableau V-1: BHA du PDM 6 ”	69
Tableau V-2: La boue utilisée dans la section 6”	69

ABBREVIATION

Symboles	Signification	Unité
WOB	Weight on bit	Tonnes
MD	Measured depth	Mètres
TVD	True vertical depth	Mètres
RSS	Rotary steerable système	
PDM	Positive displacement motor	
ROP	Rate of penetration	M/h
RPM	Revolution per minute	
Azi	Azimuth	Degré
Inc	Inclinaison	Degré
FF	Friction Factor	
KB	Kelly bushing	
MWD	Measurement while drilling	
BHA	Bottom hole assembly	
DLS	dolog severity	(rad/30m)
PV	plastic viscosity	Centipoise
MW	Mud weight	S.g
KOP	Kick of point	
PUW	Pick up weight	Tonne
SOW	Slack off weight	Tonne
FM	frequency-modulated	
TD	Total depth	Mètres
WBM	Water based mud	
OBW	Oil based mud	
BOP	Blow out preventer	
ROB	Rotation off bottom	
NPT	None productive time	

NOMENCLATURE

Nomenclature	Signification	Unité
$\Delta\alpha$	Changement d'azimut à travers le composant	Degré
$\Delta\theta$	Changement d'inclinaison à travers le composant	Degré
N	Normal force	Livres-force
T	Tension	Tonnes
Φ	Porosité	
μ	Friction coefficient	
K	Wear factor	E-10/psi
V_w	Wear volume	Mm^3
Q	Flow rate	(m^3/min)

INTRODUCTION GENERALE

Les personnes en dehors de l'industrie pétrolière et gazière pensent que la plupart des puits de pétrole et de gaz sont forés verticalement, en ligne droite. En réalité, la plupart des profils de puits de pétrole et de gaz peuvent être tout sauf verticaux. Certains d'entre eux sont en fait tangents à la verticale, puis partent dans une direction différente. Ces puits sont appelés puits directionnels. Le but principal d'un puits directionnel est d'atteindre des cibles de pétrole ou de gaz qui se trouvent sous des endroits difficiles d'accès, tels qu'une ville ou un lac, et les compagnies pétrolières forent même des puits déviés pour atteindre plusieurs cibles.

Le torque et le drag excessifs peuvent constituer une limitation critique lors du forage de puits de pétrole fortement déviés. L'utilisation de la modélisation est considérée comme un processus inestimable pour aider à la planification des puits et pour prévoir et prévenir les problèmes de forage. Identifier les problèmes qui conduisent à un torque et drag excessifs permet d'éviter les pertes de coûts et les dommages à l'équipements.

Les données de modélisation appropriées sont très importantes pour connaître et prédire les problèmes de forage qui peuvent survenir en raison du torque et drag et pour sélectionner la meilleure méthode afin d'éviter ces problèmes liés au puits de forage et au train de tiges.

Dans cette étude, le programme WellplanTM du groupe de programmation mondial Landmark (Halliburton) est utilisé pour la phase de planification et pour la comparaison des valeurs planifiées et réelles, puis nous avons utilisé le logiciel CasingWearTM pour estimer l'usure qui peut arriver au tubage suite au différentes opérations de forage.

CHAPITRE I: GENERALITES SUR LE FORAGE DIRECTIONNEL

I.1. Le forage rotary

Le forage rotatif consiste à faire tourner un outil tout en appliquant une force dans la direction d'avancement. Cette technique permet de creuser un trou de même diamètre que celui de l'outil. Les débris générés lors de la destruction de la roche par l'outil remontent à la surface grâce à la circulation d'un fluide de forage, généralement une boue bentonique à base d'eau ou d'huile [1].

Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur des tiges de forage pour être injecté au travers de l'outil sur le front de coupe. La boue remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits et entraîne ainsi les copeaux de roche vers la surface.

Un système de forage rotary classique (figure I-1) se compose principalement de :

- Un système de production d'énergie : Ce système de production d'énergie utilise des moteurs diesel pour générer de l'énergie qui est ensuite transportée sous forme électrique ou mécanique vers différents systèmes de l'installation, tels que les pompes à boue, les treuils et les tables de rotation. Le coût énergétique est un facteur crucial dans l'estimation du coût total de forage, il est donc impératif de bien l'estimer et de le minimiser autant que possible tout en garantissant le succès de l'opération de forage.
- Un système de levage : il est constitué d'un derrick, d'un crochet et d'un treuil. Il permet d'effectuer les manœuvres de tiges (remonté du puits ou descente) et la complétion, mais aussi de contrôler le poids appliqué sur l'outil.
- Un système de rotation : Il est constitué d'une table de rotation, d'une tige d'entraînement à section carré (kelly) ainsi que d'une tête d'injection qui peut être motorisée (Top Drive).
- Un système hydraulique : ce système se compose d'un ensemble de bacs à boue, de pompes à boue ainsi que d'un système de traitement de la boue.
- Une garniture de forage : Le terme garniture de forage désigne toute la partie du système à l'intérieur du trou de forage. Sa composition sera donnée dans le paragraphe suivant.

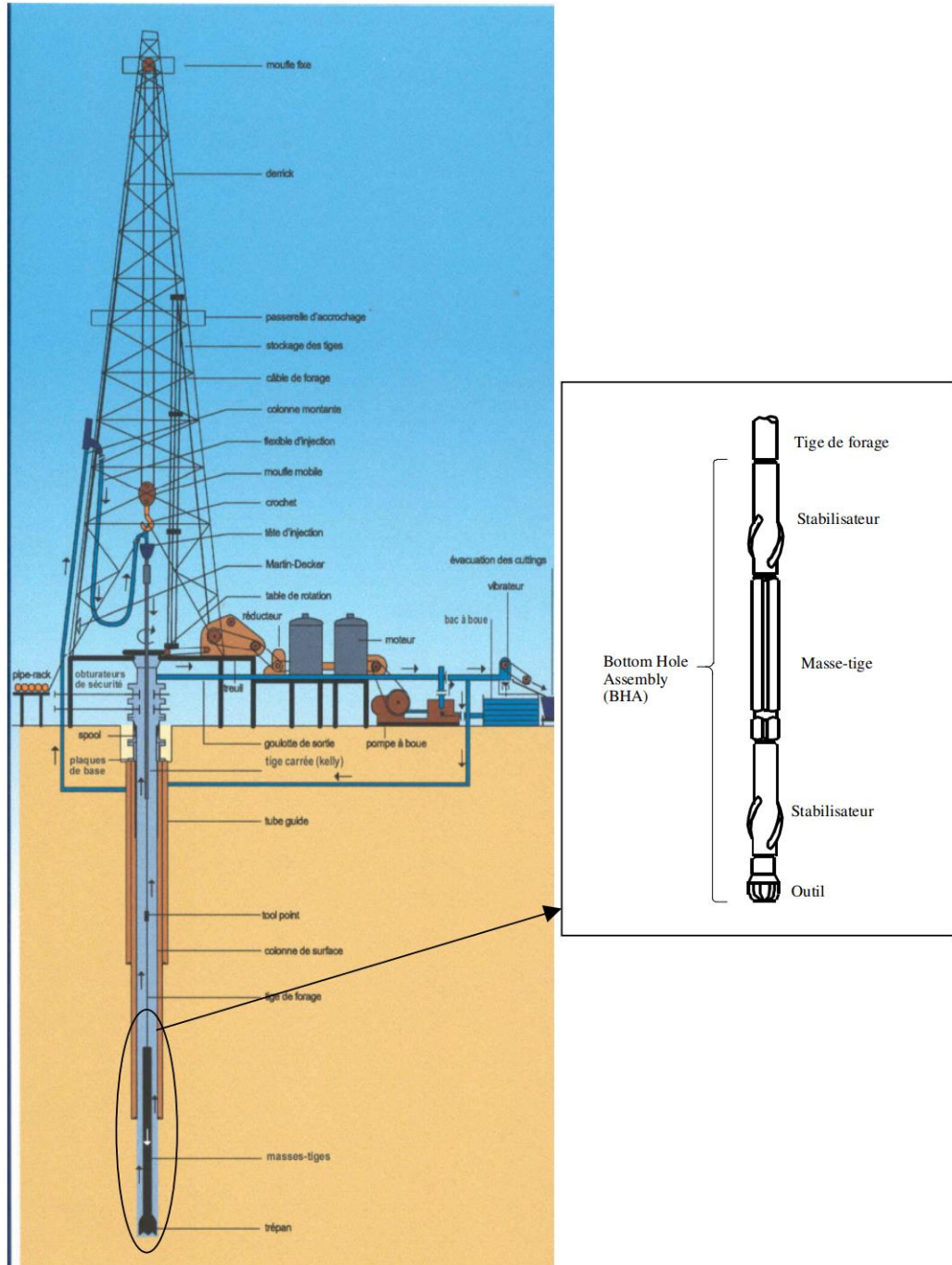


Figure I-1: Système de forage Rotary

I.2. Garniture de forage

De manière générale, une garniture se compose, de bas en haut, des éléments suivants :

- Un outil de forage : extrémité basse de la garniture, l'outil est entraîné en rotation et permet la progression de la garniture par son action directe sur le front de taille. On distingue deux types d'outils, à molettes (tricônes) et monoblocs (diamant, PDC).
- Les masses-tiges (Drill Collars, DC) : il s'agit d'une série de tubes massifs en acier (figure I-2) dont le rôle est d'assurer une poussée suffisante sur l'outil. Par conséquent, pendant la phase de forage, le train de masses-tiges est en partie, voire en totalité, en état de compression.
- Un train de tiges (Drill Pipes, DP) : c'est la partie la plus longue de la garniture ; elle est constituée d'une série importante de tubes minces d'acier qui s'étendent jusqu'à la surface et dont le rôle est de transmettre le couple vers l'outil et de soutenir plus ou moins le train de masses tiges. Chaque tige est munie à ses extrémités de renflements appelés tool-joint (TJ) (figure I-2) servant pour le vissage des tiges entre elles et comme points d'appui du train de tiges sur la paroi de puits.



Figure I-2: Quelques éléments de la garniture de forage

Parmi les éléments complémentaires, on trouve :

- Le système de déviation : Ce système comporte le plus souvent des stabilisateurs et/ou des moteurs fonds du trou (PDM). Les stabilisateurs sont des tubes d'une longueur souvent de 2 m et dotés sur leur pourtour de lames droites ou spiralées (figure I-2). Leur rôle essentiel est de contrôler la direction de forage en jouant sur leur nombre et leurs positions. On distingue deux types de stabilisateurs : ceux à diamètre fixe et ceux à diamètre variable pouvant être actionnés hydrauliquement ou mécaniquement à partir de la surface. Les moteurs fond du trou (PDM) sont incorporés dans la partie inférieure de certaines garnitures afin de permettre la rotation de l'outil de forage indépendamment de la rotation du train de tiges. Ce procédé est généralement utilisé pour amorcer des déviations ou pour faire des corrections de trajectoire (mode sliding).

- Les appareils de mesures (MWD) : Ce sont des appareils embarqués avec la garniture afin de mesurer l'évolution des certains paramètres comme l'inclinaison et l'azimut en fonction de la profondeur forée.
- Les raccords : Ce sont des pièces mécaniques servant à raccorder les différents composants de la garniture (PDM/DC, DC/HWDP, HWDP/DP...etc). Elles sont généralement de petite taille afin de ne pas encombrer la garniture.

I.3. Le forage directionnel

Le forage directionnel est une méthode qui permet de diriger le forage dans une direction spécifique, souvent horizontale, en utilisant des équipements de forage spéciaux et des techniques de guidage avancées. Cette technique est souvent utilisée pour atteindre des cibles précises, telles que des réserves de pétrole ou de gaz, ou pour éviter les obstacles géologiques tels que les zones instables ou les formations dures (figure I-3). Le forage directionnel permet d'augmenter l'efficacité du forage, de réduire les coûts et les impacts environnementaux, et de maximiser la récupération des ressources souterraines [2].

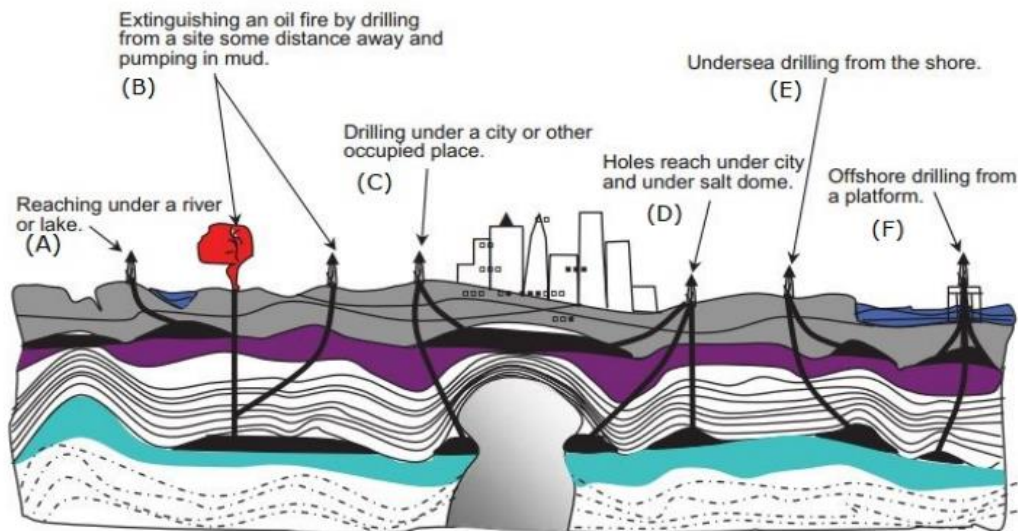


Figure I-3: Applications du forage dirigée

I.4. Evolution du forage directionnel depuis 1900s

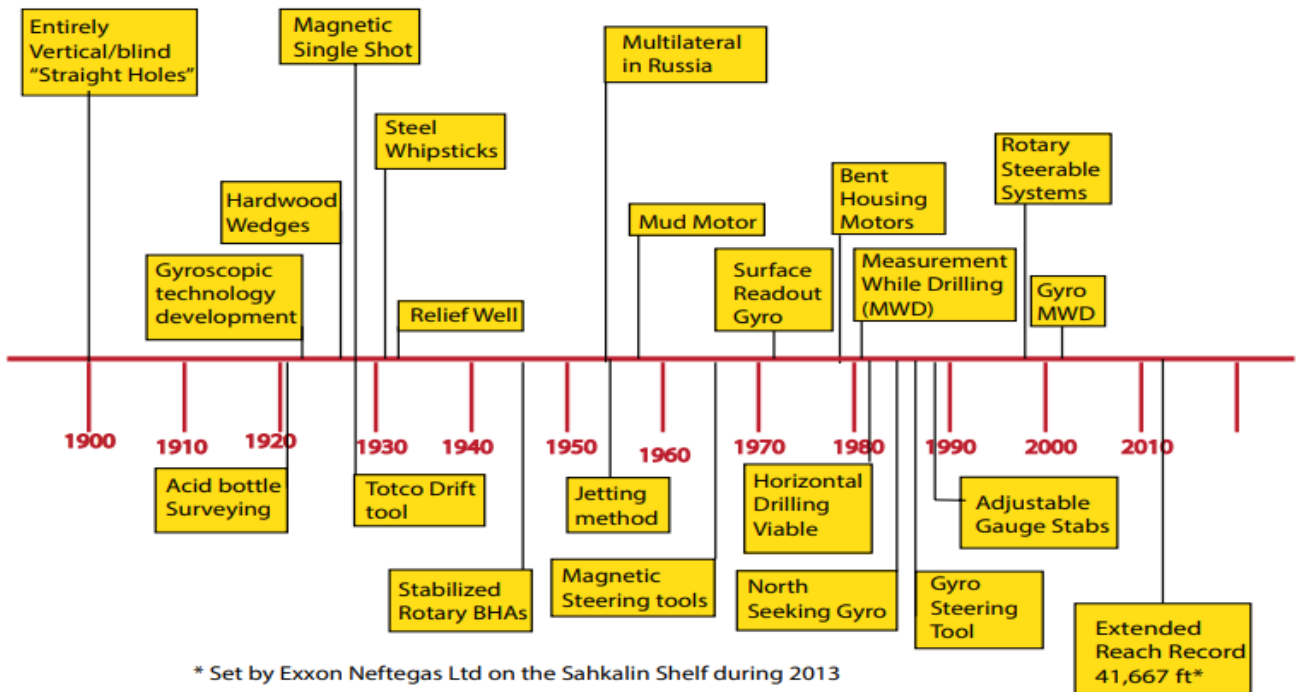


Figure I-4: Evolution of directional drilling .

➤ 1900-1920s

Le forage directionnel a parcouru un long chemin depuis ses débuts. Pendant la majeure partie du 18^e siècle, les puits étaient principalement forés de manière verticale, sans prendre en compte la déviation du puits. Ce n'est qu'à partir des années **1920** que l'industrie a commencé à prendre conscience de la déviation des puits qui semblaient verticaux [3].

Une fois qu'il était possible de mesurer cette déviation, les opérateurs ont découvert qu'ils avaient involontairement foré des puits avec une inclinaison allant jusqu'à 50°+/-.

En **1926**, Sun Oil a engagé la société Sperry Corporation pour utiliser une technologie basée sur des gyroscopes afin de fabriquer des instruments de surveillance permettant de mesurer avec précision l'inclinaison et la direction des trous de forage. Les gyroscopes rotatifs fournissaient des mesures précises sur trois axes différents et permettaient aux foreurs de déterminer avec précision l'azimut et l'inclinaison d'un trou de forage.

➤ 1930s

En 1930, un inventeur français du nom de René Moineau a découvert le principe de la pompe à cavité progressive, ce qui a conduit au développement des moteurs de fond à déplacement positif (PDM). Les PDM deviendraient finalement les outils de déviation les plus efficaces et couramment utilisés dans l'industrie.

Les enregistrements de deux puits forés à Huntington Beach, en Californie, en **1930** sont les premiers enregistrements de forages contrôlés directionnellement effectués depuis un emplacement terrestre (onshore) vers des gisements de pétrole/gaz sous l'océan (offshore).

Le whipstock en acier était l'outil de déviation principal utilisé des années 1930s aux années **1950s**. Les premiers whipstocks étaient simplement descendus dans le puits, orientés avec la face de la branche (whip face) dans la direction souhaitée et ancrés mécaniquement au fond du puits principal (figure I-5). Lorsque le puits déviait de sa trajectoire, un whipstock était installé et les opérations de forage étaient déviées le long de la face de la branche (whip face).

Aucune tentative n'était faite pour récupérer ces whipstocks, et ils étaient généralement abandonnés dans le puits. À partir de 1932, des puits directionnels étaient régulièrement forés le long du littoral, sous l'océan.

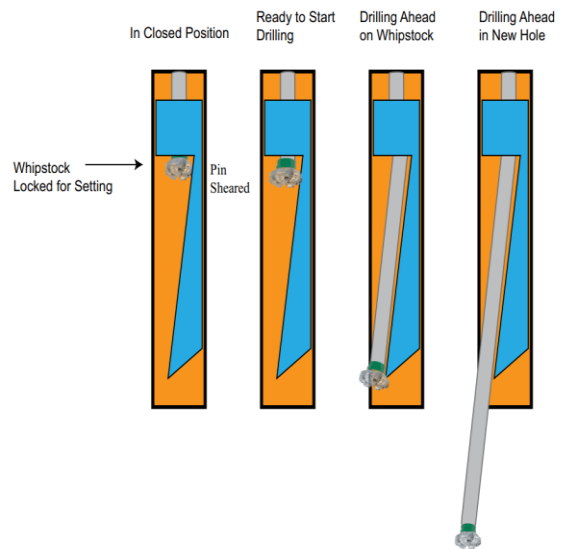


Figure I-5 : Déviation avec le whipstocks

➤ 1934

En **1934**, une venue de gaz s'est produit dans un champ appartenant à la Humble Oil Company de Conroe, au Texas. L'arrivée de gaz provenant d'une zone à haute pression a pris feu, et la plate-forme a été englouti par les flammes.

Après de nombreux mois et tentatives pour maîtriser l'incendie, d'autres puits de forage à proximité ont dû être fermés et l'ensemble du champ était menacé. H. John Eastman, avec son expérience dans l'utilisation de whipstocks et d'instruments de surveillance, a utilisé un camion de forage mobile pour forer un puits de secours directionnel suffisamment proche du puits en flamme, tuant la venue dès la première tentative. Par la suite, l'industrie pétrolière a accepté le forage directionnel comme une technique fiable (figure I-6).

Les moteurs de fond ont été introduits pour la première fois dans l'industrie du forage au début des années **1980**. Le développement et la commercialisation des moteurs ont marqué une avancée significative dans la technologie du forage directionnel. En incorporant un bent-housing ou un bent-sub dans la conception du moteur, les opérateurs de forage ont acquis la capacité de diriger le puits de forage dans les directions souhaitées, ouvrant de nouvelles possibilités d'accès aux réserves et améliorant la productivité des puits. Depuis leur introduction, les moteurs de fond sont devenus une partie intégrante des opérations de forage directionnel et ont connu d'autres avancées en termes de conception et de performance.

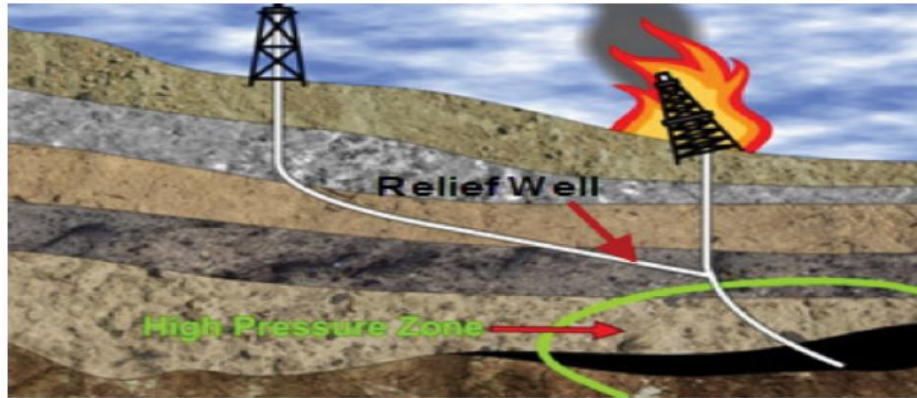


Figure I-6: Puits d'intervention (relief well)

La technologie de mesure pendant le forage (MWD, Measurement While Drilling) a été introduite pour la première fois dans l'industrie du forage au début des années **1980**. Le développement des outils et des systèmes MWD a été motivé par le besoin de données en temps réel provenant du fond du puits pendant les opérations de forage. La technologie MWD permet de mesurer différents paramètres tels que la direction de forage, l'inclinaison, l'azimut, la température et la pression pendant que le forage est en cours. Ces informations sont cruciales pour optimiser l'efficacité du forage, assurer la précision du placement du puits de forage et améliorer l'ensemble des opérations de forage. Depuis ses débuts, la technologie MWD a considérablement progressé, et les systèmes MWD modernes offrent désormais des mesures et des capacités encore plus sophistiquées.

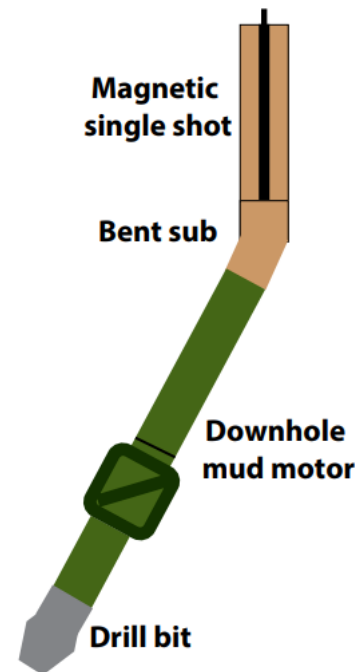


Figure I-7: Moteur du fond avec un bent sub

Le RSS (Rotary steerable system) a été introduit pour la première fois dans l'industrie du forage à la fin des années **1990**. Le développement de la technologie RSS a révolutionné le forage directionnel en fournissant une méthode plus efficace et précise pour orienter le puits de forage. Contrairement aux méthodes de forage traditionnelles qui utilisent des moteurs coudés ou des moteurs à boue, le RSS permet une orientation continue du trépan tout en le faisant tourner, éliminant ainsi la nécessité de glisser ou d'arrêter le processus de forage.

I.5. Trajectoires des puits de forage directionnels

I.5.1. Mesure de la trajectoire

La trajectoire d'un puits est déterminée à partir des mesures de la longueur forée, de l'inclinaison et de l'azimut. La profondeur mesurée correspond à la longueur réellement forée, mesurée depuis la surface en ajoutant les longueurs des tiges de forage introduites dans le puits (connues avec une précision de ± 5 mm chacune). L'inclinaison représente l'angle formé par l'axe du puits par rapport à la verticale, tandis que l'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant l'axe du puits et le plan vertical contenant une direction horizontale fixe donnée, généralement le nord magnétique (figure I-8). Une variation de l'inclinaison entraîne généralement une courbure dans la trajectoire du puits.

I.5.2. Planification de la trajectoire

La planification de la trajectoire commence par la définition de la cible. Une fois les positions du point de départ et de la cible définies, il est nécessaire de tracer la trajectoire à suivre. La figure I-8 présente deux types de trajectoires classiques.

Les trajectoires en forme de "J" sont les plus courantes et les plus économiques. Elles se composent d'une première phase verticale jusqu'au point de déviation (KOP - kick-off-point), à partir duquel la déviation commence. La position du KOP est déterminée en fonction de la nature géologique des formations traversées lors de la première phase ascendante (build-up), au cours de laquelle l'angle d'inclinaison augmente.

Une fois que la courbure prévue est réalisée et que l'on est dans la bonne direction, on entame ensuite une phase rectiligne appelée phase stabilisée (hold), qui conduit directement à la cible, si possible. Parfois, il est nécessaire de pénétrer le réservoir de manière plus verticale (pour effectuer ensuite un forage multilatéral ou un drain horizontal à partir d'une section principale), ce qui donne lieu à un profil en "S". Dans ce cas, la phase stabilisée est suivie d'une courbure qui réduit l'inclinaison, appelée phase descendante (drop-off). Il en résulte que le forage dirigé se compose de plusieurs phases, et chacune d'entre elles nécessite des moyens et des techniques spécifiques pour sa réalisation.

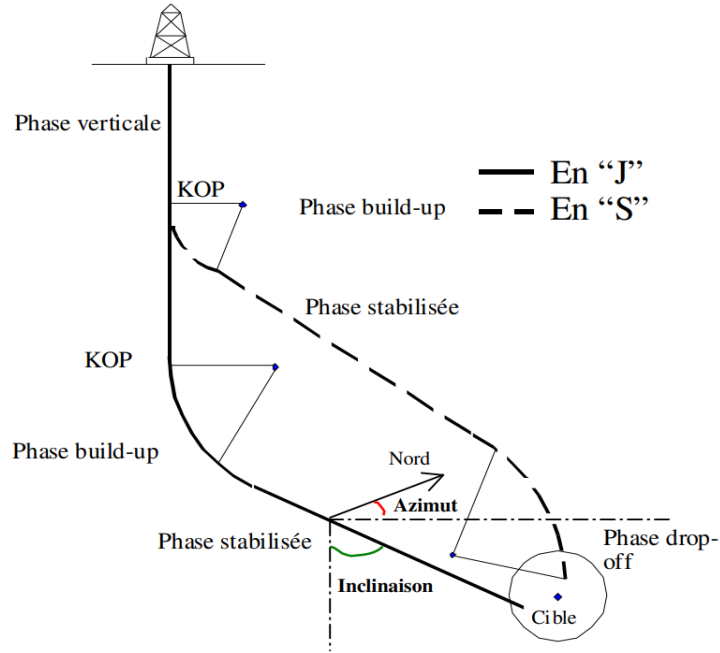


Figure I-8: Trajectoire classiques de type J et S

➤ Les puits horizontaux : les ingénieurs peuvent alors planifier et forer un drain horizontal. Il s'agit d'un type spécial de puits directionnel (figure I-9). Les puits horizontaux sont divisés en conceptions à rayon long, moyen et court, en fonction des taux de construction utilisés. D'autres applications du forage directionnel sont utilisées dans le développement des champs géothermiques et dans l'exploitation minière.

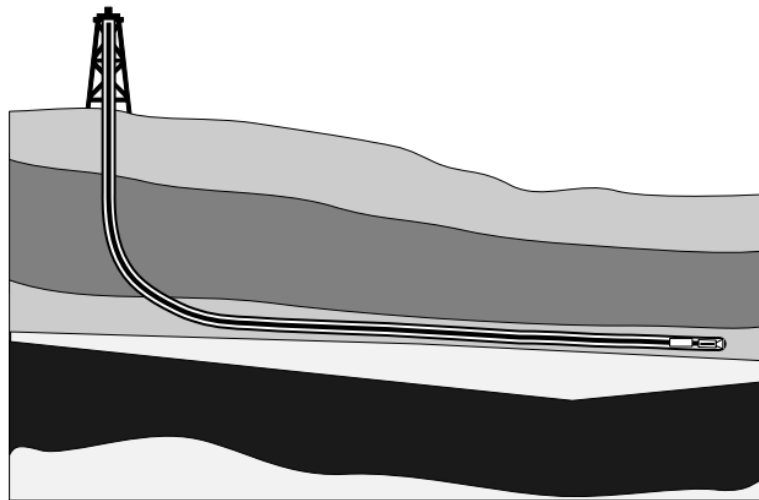


Figure I-9: Puits horizontal

I.5.3. Anticollision et planification avancée des puits

Avec l'expansion des opérations de forage dans le monde ces dernières années, éviter les collisions entre puits est devenu un défi de plus en plus critique pour l'industrie, en particulier dans les champs précédemment développés où la densité de puits existants est élevée et les trajectoires de puits peuvent être extrêmement complexes [4].

Les programmes informatisés de planification de forage directionnel offrent généralement une forme d'anticollision ou d'analyse de proximité. Une analyse manuelle n'est pas pratique en raison du grand nombre des stations de surveillance. L'un des types d'analyse de proximité les plus couramment utilisés est connu sous le nom de cylindre mobile (traveling cylinder).

L'analyse du cylindre mobile (figure I-10) consiste à imaginer un cylindre d'un rayon donné qui enveloppe le puits de forage d'une profondeur à une autre.

Tout puits pénétrant dans ce cylindre (c'est-à-dire se rapprochant plus près que le rayon du cylindre du puits central) est représenté graphiquement.

L'analyse du cylindre mobile est un outil de planification utile qui permet au planificateur de tester différentes trajectoires et de sélectionner celle qui convient le mieux. Au cours du processus de forage, la trajectoire du puits peut être extrapolée et analysée pour s'assurer qu'une proximité dangereuse avec les puits adjacents est évitée.

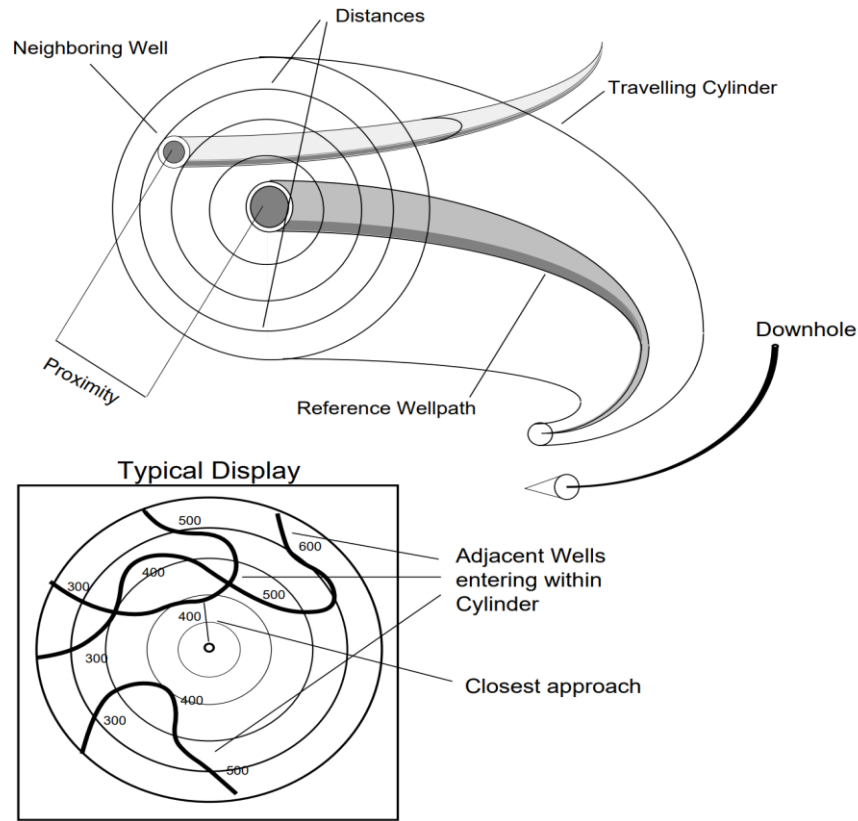


Figure I-10: Représentation et analyse d'un traveling cylinder.

Les systèmes de surveillance des puits directionnels ont une précision limitée. Certains systèmes sont plus précis que d'autres, mais tous sont sujets à un certain degré d'erreur inhérente. En plus de la précision de l'appareil de mesure, les surveilles peuvent également être sujet à des erreurs résultant des variations du champ magnétique en fond de puits, des interférences magnétiques, qui peuvent ne pas être détectées en surface.

(Wolff & De Wardt) ont analysé les surveilles de plusieurs puits en mer du Nord. Ils ont proposé une ellipse (en réalité un ellipsoïde puisqu'il s'agit d'un corps en 3D) qui représente l'enveloppe de la position probable d'un point de surveillance donné du puits en fonction de l'erreur associée aux composantes d'une mesure de surveillance [5]. Ils ont quantifié les erreurs systématiques associées à une boussole magnétique ou gyroscopique, ainsi que celles dues à un désalignement de l'outil dans le trou, à la mesure de profondeur et à l'inclinaison.

En quantifiant ces erreurs pour différents outils, il est possible d'estimer la plage totale d'erreur sur la position donnée par un surveille - et donc de définir l'ellipsoïde de certitude (figure I-11).

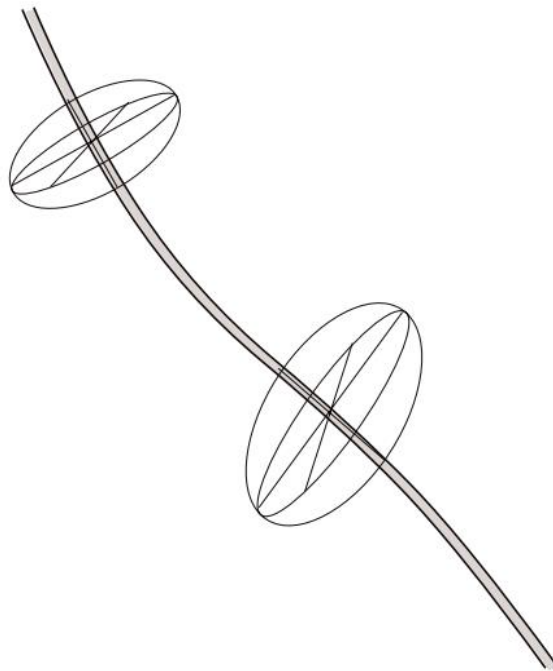


Figure I-11: Ellipsoïde de l'incertitude

CHAPITRE II: TORQUE AND DRAG

II.1. Vocabulaire

Le torque et le drag font spécifiquement référence aux forces rencontrées lors du processus de forage d'un puits pétrolier, voici quelques définitions basiques reliée au torque et au drag

- Friction (f) - force qui résiste au mouvement ($F = \mu * N$)
- Coefficient de friction (μ) - valeur empirique qui définit le rapport entre la force de friction et la force normale

Ne le confondre pas avec le facteur de friction (FF), mais souvent utilisé de manière interchangeable

- Force normale (N) - force poussant dans le trou perpendiculairement à la trajectoire du puits
- Tension / Compression - force agissant le long de l'axe de la colonne de tiges
- Torque - force agissant le long de la circonférence qui résiste au mouvement de rotation
- Soft string (tiges souple) - modèle de T&D qui ne prend pas en compte la rigidité des tiges
- Stiff string (tiges rigide) - modèle de T&D qui prend en compte la rigidité des tiges [6].

II.2. Le torque

C'est la force de rotation requise pour faire tourner le trépan et surmonter la résistance rencontrée lors du forage. Il est influencé par divers facteurs tels que le poids sur le trépan, le type et l'état du trépan, les propriétés du fluide de forage, la taille du trou et la formation rocheuse à forer. Des valeurs élevées de couple de forage (torque) peuvent indiquer une difficulté accrue lors du forage, ce qui peut nécessiter des ajustements des paramètres de forage ou de l'équipement.

Quant au terme "torque", il correspond au couple fourni en surface pour faire tourner toute la garniture. On distinguera le (torque off bottom) quand l'outil est suspendu dans le puits juste au-dessus de la formation, et le (torque on bottom) quand l'outil fore la formation.

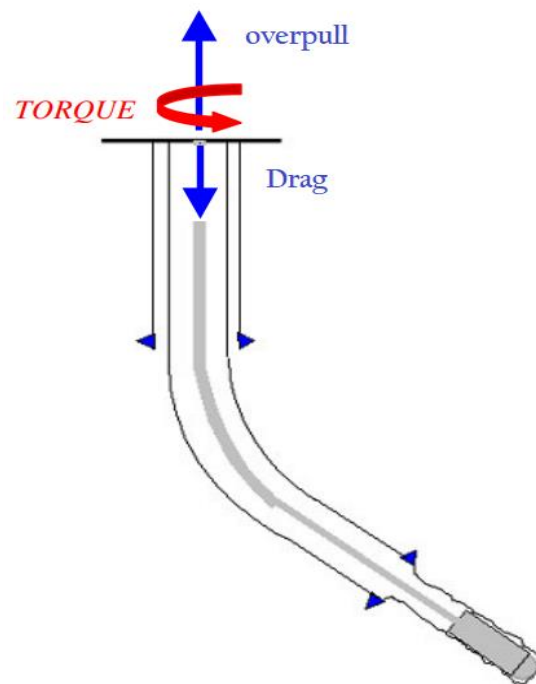


Figure II-1: Concept du torque et drag

Le couple de serrage (make-up torque) : est la force de rotation appliquée lorsqu'un composant fileté, tel qu'un raccord ou un joint, est serré pour garantir une connexion étanche. Cela implique d'appliquer un couple spécifique pour atteindre la tension de serrage souhaitée, assurant ainsi l'intégrité de la connexion et évitant les fuites.

Couple réactif (Reactive torque) : est la force de rotation qui se produit en réponse à une résistance ou à une contrainte dans le système de forage. Il peut résulter de la friction entre le train de tiges et les parois du puits, des forces de coupe exercées par le trépan sur la formation rocheuse ou d'autres interactions entre les composants de l'ensemble de forage.

II.3. Le drag

Dans le contexte du forage, il désigne la résistance rencontrée par le train de tiges au fur et à mesure de son déplacement dans le puits. Elle est causée par le frottement entre le train de tiges et les parois du puits, ainsi que par l'interaction du fluide de forage avec la formation rocheuse en cours de forage. Le drag peut entraver la progression des opérations de forage, leur minimisation est essentiel pour un forage efficace, car un drag excessif peut entraîner une usure de l'équipement, une augmentation du temps de forage et une diminution des performances de forage.

II.4. Coefficient de friction

Le coefficient de friction (μ) est le rapport entre la force de frottement qui résiste au mouvement de deux surfaces en contact et la force normale qui appuie les deux surfaces l'une contre l'autre [7]. Pour trouver la force normale sur une inclinaison, il est nécessaire d'utiliser la trigonométrie. La force nécessaire pour traîner un bloc sur un plan est illustrée dans la figure II-2.

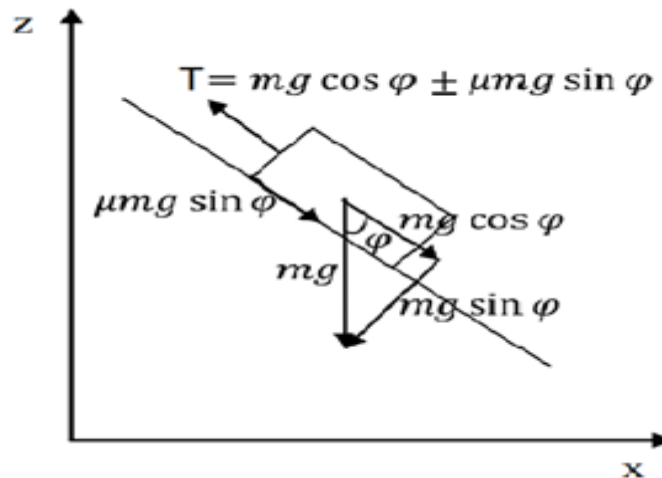


Figure II-2: Forces sur un block glissant sur un block incliné

Force de friction , $F = \mu N = \mu W \sin\phi = \mu . m . g . \sin\phi$, ou $0 < \mu < 1$ (μ c'est COF)

$F = m . g . \cos\phi \pm \mu . m . g . \sin\phi$

Pendant la descente du garniture de forage : $T = m . g . \cos\phi - \mu . m . g . \sin\phi$

Pendant la descente du garniture de forage : $T = m . g . \cos\phi + \mu . m . g . \sin\phi$

L'effort de remontée est appelé PUW (pick up weight) et celui de descente, le SOW (slack off weight).

Chez certains auteurs, le PUW et SOW sont remplacés respectivement par POOH (Pull out of hole) et RIH (run In hole). Dans le cas où la garniture est simplement suspendue, l'effort s'appelle STW (static weight) ou FRW (free rotating weight).

Le tableau II-1 montre quelques valeurs de coefficient de frottement selon Rabbat 1985, ce sont des valeurs déterminées dans les laboratoires

Tableau II-1: Coefficients de friction (Rabbat, 1985)

Material 1	Material 2	Dry		Lubricated	
		Static	Sliding	Static	Sliding
Steel	Steel	0.78	0.42	0.05-.11	0.29-0.12
Aluminum	Aluminum	1.05-1.35	1.4	0.3	
Aluminum	Mild steel	0.61	0.47		
Copper-lead	Steel	0.22			
Diamond	Diamond	.1			
Diamond	Metal	0.15			
Steel	Concrete	0.57-0.75	0.45		
Steel	Embedded sand		0.7		

II.5. Facteur de friction

Connu sous le nom de FF (Facteur de frottement), il est souvent confondu avec le COF (Coefficient de frottement).

Le FF est généralement défini comme le rapport entre le COF réel et un COF connu [8].

$$FF = \frac{COF_{actuel}}{COF_{connu}}$$

COF vs. FF : COF est toujours inférieur à 1, mais le FF peut être supérieur à 1.

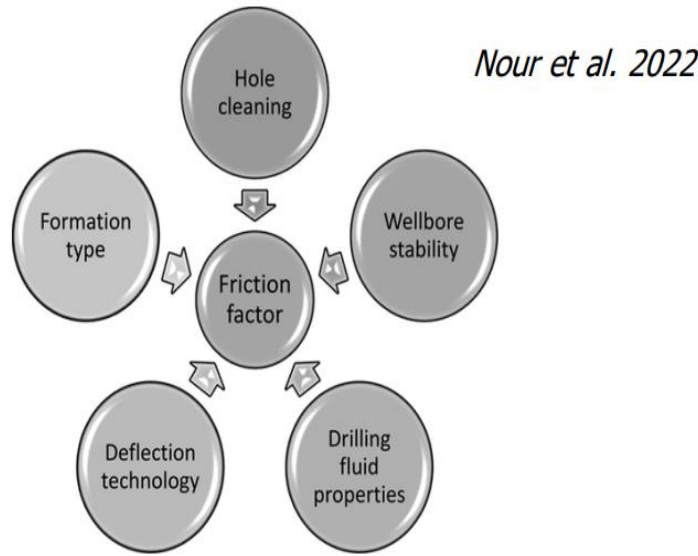


Figure II-3:Autopsie du facteur du friction .

➤ **Propriétés du frottement**

- Il est proportionnel à la force normale.

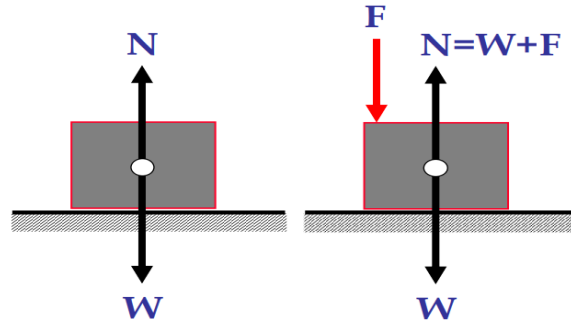


Figure II-4: Force normale

- Le frottement statique est supérieur au frottement dynamique (figure II-6).
- La vitesse ne modifie pas la quantité de frottement.

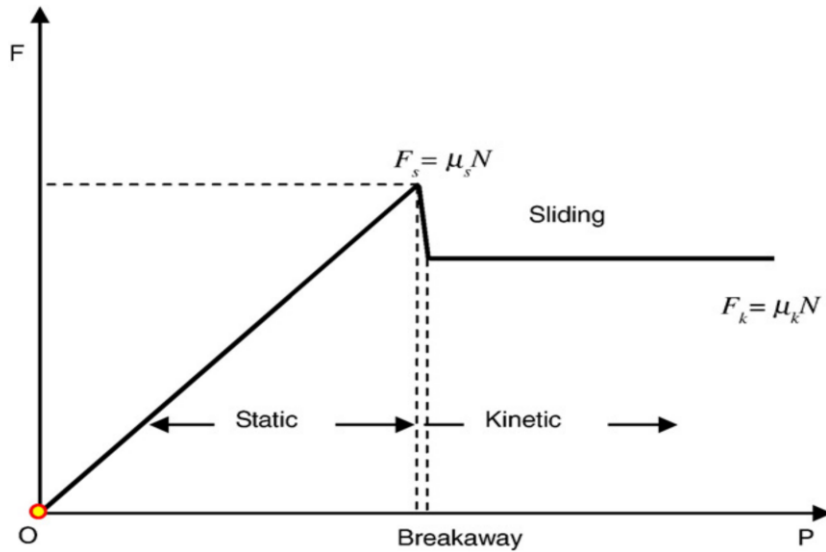


Figure II-5: Friction statique et dynamique

II.6. Mesure du torque et du drag sur terrain

La capacité à obtenir des mesures précises sur le terrain des charges exercées sur la colonne de tiges dépend largement de la précision de l'équipement de mesure. La plupart des plateformes sont bien équipées pour mesurer les poids ; peu d'entre elles sont capables de mesurer avec précision le couple de rotation [9].

Pour garantir des données sur le terrain de haute qualité, deux outils spéciaux ont été conçus et construits, l'un pour la tension et l'autre pour le torque. Les deux dispositifs peuvent être utilisés pour une mesure directe ou comme instruments de calibration afin de vérifier avec précision les mesures de torque et du drag sur la plateforme.

II.6.1. Mesures de Drag

Presque toutes les plates-formes de forage sont équipées d'un indicateur de poids pour fournir à l'opérateur le poids de la colonne de tiges, le poids sur l'outil (WOB) et les forces de drag et de sur-tirage (overpull). L'indicateur de poids est généralement à la fois précis et reproductible. Cependant, la force est détectée au niveau de la ligne de forage et comprend le poids de l'équipement en mouvement (block weight) et de la Kelly (cas de forage sans top drive).

Pour analyser les forces de drag, il est nécessaire de connaître les tensions au sommet de la tige de forage, en dessous de la Kelly. Ainsi, il est nécessaire de soustraire le poids de l'équipement en mouvement (block weight) lorsque les poids de la colonne de tiges sont enregistrés.

Il existe plusieurs sources potentielles d'erreur dans les mesures de drag effectuées sur la plate-forme. Le décalage nul dans l'instrument et la connaissance inexacte des poids totaux de l'équipement en mouvement sont deux sources d'erreur.

La meilleure façon d'éliminer ces erreurs est de calibrer l'indicateur de poids avec une cellule de charge placée en dessous de la Kelly et de l'équipement en mouvement.

II.6.1.1 Weight Indicator Calibration Sub

Un court drill collar sub a été usiné, instrumenté et calibré pour fournir des mesures précises de tension sur une plage de 0 à 500 000 livres (0 à 2 224 kN) avec une erreur inférieure à 0,5 %. Le sub mesure 30 pouces (76,2 cm) de long avec des connexions NC 50.

L'utilisation de ce dispositif implique l'assemblage du sub entre le kelly saver sub et le premier joint de tige de forage. Les mesures à la fois de l'indicateur de poids et du calibration sub sont enregistrées et tracées pour produire une courbe de calibration. Cette calibration permet de relier les lectures de l'indicateur de poids à la tension réelle au sommet de la colonne de tiges.

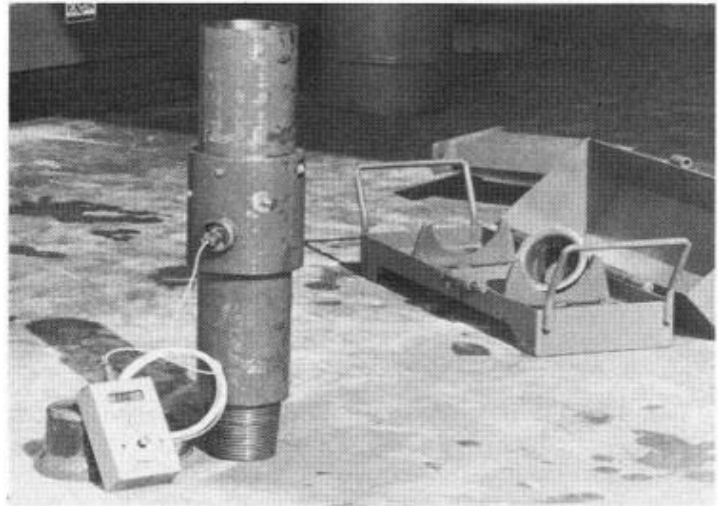


Figure II-6: Weight indicator calibration sub

II.6.1.2 Le capteur du poids (hookload sensor)

C'est une cellule de charge montée sur la corde de treuil dans le mât de forage. Un câble épais va du tambour autour plusieurs poulies dans le bloc fixe en haut du derrick et descend vers les poulies du bloc mobile (travelling block).

Un capteur de charge de crochet courant est montré dans la (figure II-7), et un treuil standard est illustré dans la (figure II-8).



Figure II-7: Capteur du poids (Hookload sensor).

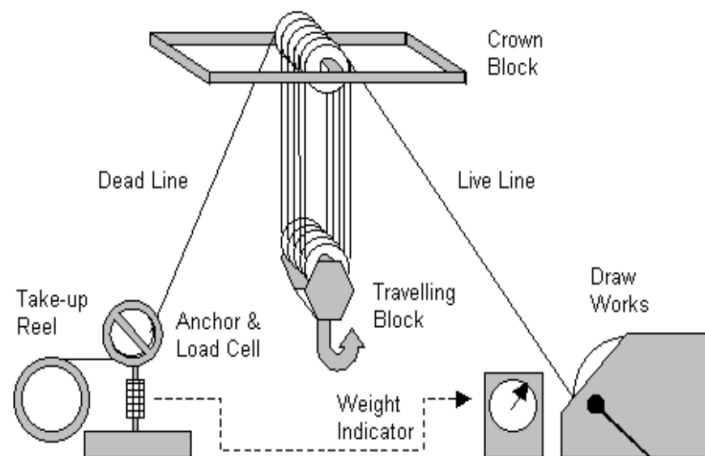


Figure II-8: Un système de levage sur une rig

II.6.2. Les mesures de torque

La mesure du couple de forage rotatif pose un problème, principalement parce qu'il est difficile de détecter et de communiquer le couple d'une pièce de machinerie en rotation. La plupart des plates-formes de forage sont équipées d'une méthode simple pour indiquer le couple.

Quelques plates-formes de forage dans le monde sont équipées d'indicateurs de couple rotatifs étalonnés. Même lorsqu'ils fonctionnent bien, ces dispositifs manquent de portabilité. Un couple

mètre portable peut être emporté d'une plate-forme à l'autre selon les besoins et peut être facilement renvoyé à l'atelier pour étalonnage ou réparation.

Le concept d'un dispositif de mesure de couple portable impliquait le choix d'un emplacement dans le chemin du couple, une méthode de détection du couple et une technique pour communiquer les mesures sur un affichage adapté.

Ces problèmes ont été résolus de la manière suivante. Le couple mètre est conçu pour s'adapter dans le chemin du couple entre la table rotative et la Kelly bushing (KB). Le couple est continuellement détecté internement à l'aide de jauges de contrainte, et les données sont transmises par une liaison de données à modulation de fréquence (FM) à une unité de réception et d'affichage. Conception du couple mètre portable

Pour collecter des données de couple provenant de plusieurs plates-formes, il était nécessaire de concevoir un appareil portable pour mesurer le couple en unités de couple absolues avec une plage allant jusqu'à 50 000 ft-lbf [67 kN·m].

Une considération importante était la facilité d'installation sans personnaliser les composants conventionnels de la plate-forme de forage. De plus, l'appareil devait résister à l'environnement de travail robuste.

Le concept d'un appareil portable de mesure du couple impliquait le choix d'un emplacement dans le chemin du couple, le couple mètre est conçu pour s'adapter dans le chemin du couple entre la table de rotation et la bague de la Kelly bushing (KB).

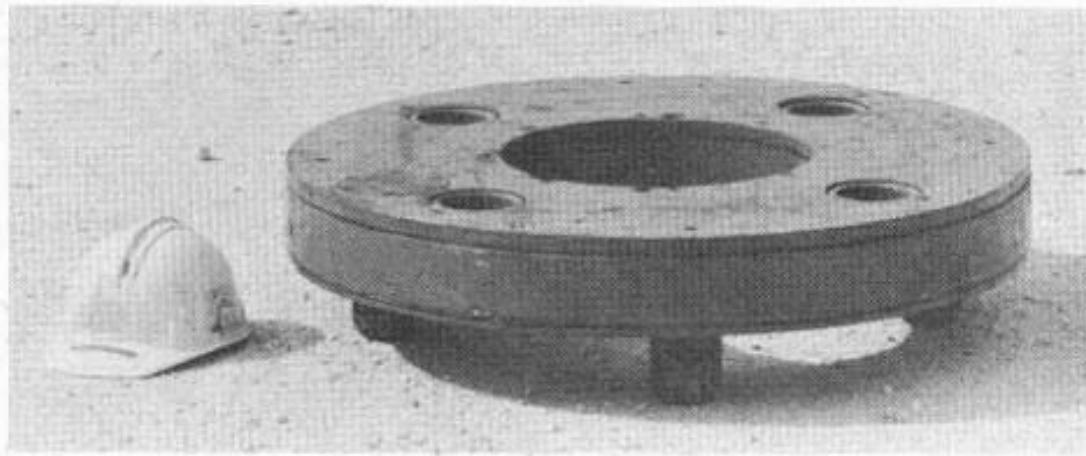


Figure II-9: Rotary torque meter

II.6.2.1 Utilisation du couple mètre sur le terrain

Le couple mètre est installé entre la table de rotation et le drive bushing pendant une connexion. Les slips passeront à travers le centre du couple mètre, et les connexions ultérieures peuvent être effectuées avec le couple mètre en place. Le forage, le travail de la colonne, le nettoyage du plancher, etc., peuvent tous être effectués en ignorant pratiquement la présence du couple mètre. Les lectures de couple sont prises dans différentes conditions de forage avec diverses vitesses de rotation et charges sur le fond (wob). Les changements de vitesse de rotation n'ont qu'un effet

mineur sur les valeurs moyennes de couple. La charge sur le fond, en particulier dans les puits profonds et déviés, a également tendance à avoir un faible effet sur les niveaux de couple.

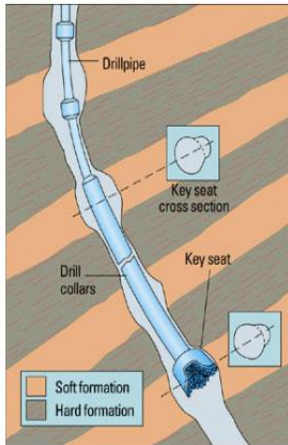
II.7. Facteurs influençant le “torque and drag” dans un puits pétrolier

Les valeurs de “Torque & Drag” enregistrées lors du forage d’un puits pétrolier sont influencées par de nombreux facteurs. Une augmentation de ces valeurs peut être attribuée à deux classes de facteurs : facteurs opératoires difficiles à modéliser et facteurs liés aux frottements que l’on peut évaluer.

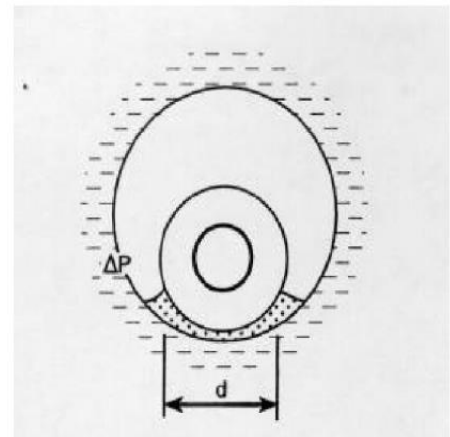
II.7.1. Facteurs opératoires liées à l'état du puits

Ces facteurs sont nombreux et dépendent fortement du mode opératoire lors du forage d’un puits, elles sont d’autant plus importantes que le mode opératoire est mauvais. En voici quelques exemples :

- Coincement de la garniture par pression différentielle (stuck pipe...).
- Éboulement des parois du puits et dégradation de la qualité de trou.
- Stagnation de déblais à l’intérieur du puits suite à un mauvais nettoyage du trou.



Key seat



Stuck pipe

Figure II-10: Quelques mauvais états du trou de forage

Pour réduire les pertes dues à des causes opératoires, il est conseillé au foreur d’assurer une bonne qualité des parois du trou foré (le plus lisse possible), d’éviter les changements brutaux de trajectoire de forage, et de procéder à un bon nettoyage de puits.

II.7.2. Facteurs liés aux frottements

Ces sont les causes principales des pertes en “torque & drag”. Elles sont dues aux frottements entre les tiges et les parois du puits et dépendent principalement de la géométrie de la garniture, de la trajectoire du puits et des coefficients de frottements garniture-paroi de puits. En outre, pour un puits bien entretenu, réduire les pertes de “torque & drag” revient à réduire les forces de frottements .

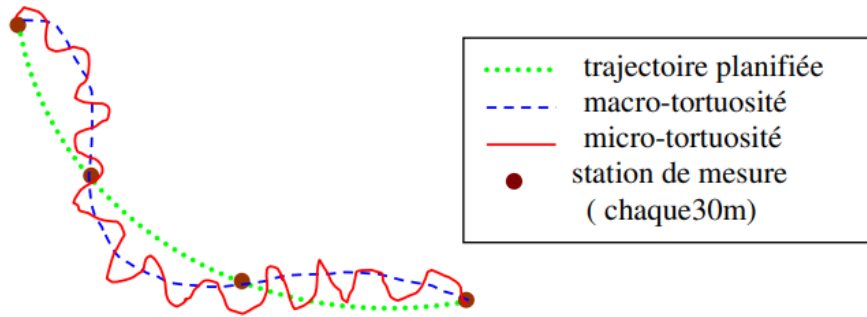


Figure II-12: Macro et micro-tortuosité

Voici un exemple d'un RSS au long du plan horizontal qui montre la différence entre les mesure de l'inclinaison avec les system MWD (mesure pendant le forage) et les mesure du wireline qui fournis des données plus précises , les system MWD ne montre pas des changement locaux réel pendant le forage mais les technique de wireline peut nous donner une bonne idée sur l'état du parois du puits [11] .

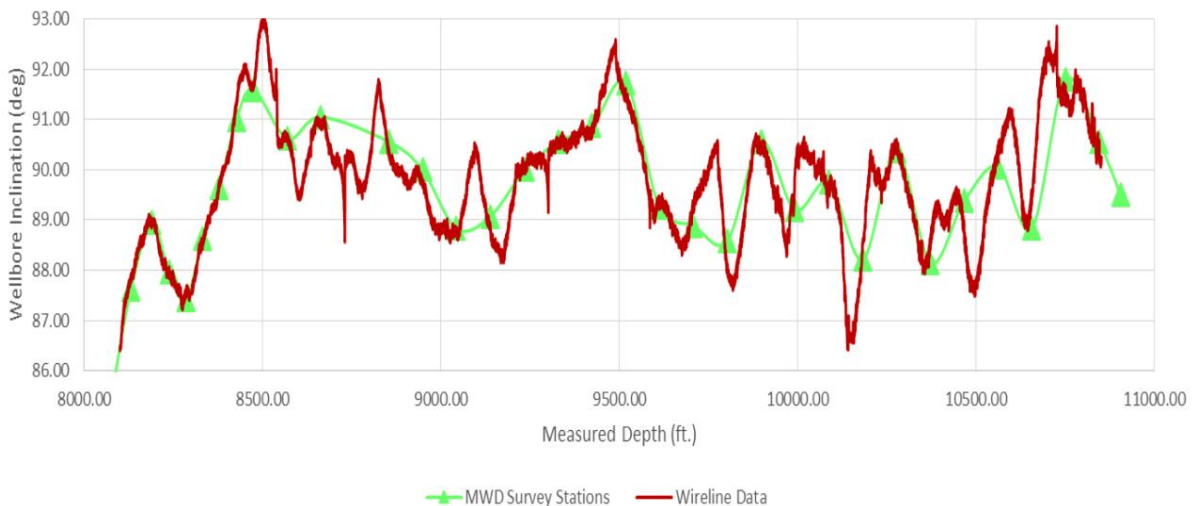


Figure II-13: Différence de mesure de l'inclinaison avec system MWD et le wireline.

II.10. Les modèles lisse (soft string) et rigide (stiff string)

➤ Histoire [12]

- 1984 – SPE 11380 : Johancsik, Friesen, & Dawson (Exxon) – Premier modèle lisse (soft string).
- 1988 – SPE 18047 : Ho – Premier modèle rigide (stiff string).
- 1993 – SPE 25503 : Wu & Juvkam Wold – Premier modèle fiable du flambage.

II.10.1. Le modèle lisse (soft string modèle)

Il a été établi par Johancsik et al en 1984 comme modèle pour les puits directionnels qui ignore les effets de rigidité des tubages et suppose que la garniture de forage est composée de composants souples avec du poids. Le long du puits, la garniture est traitée comme un câble lourd, ce qui signifie que le puits de forage supporte des forces de contact et la garniture supporte des forces de couple et de tension axiale. Le calcul du coefficient de friction est crucial pour les utilisations pratiques de ce modèle [11].

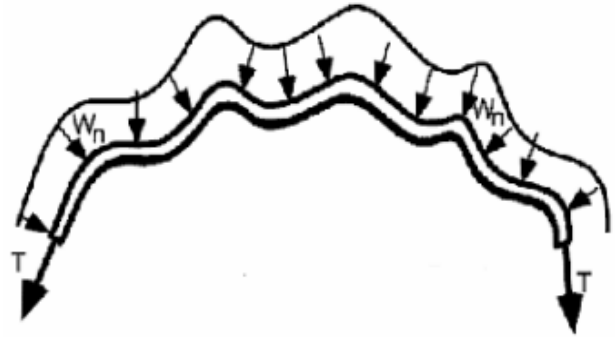


Figure II-14: Modèle lisse

II.10.2. Le modèle rigide (stiff string model)

Selon Mason et Chen, un modèle de corde rigide doit prendre en compte la rigidité de flexion de la garniture de forage et l'espace radial entre elle et le puits de forage, car certains segments de la colonne de la garniture ne sont pas en contact avec le puits de forage.

Des forces latérales plus élevées se produisent lorsque des tubages rigides sont poussés autour de parties déviées, et des forces latérales plus faibles se produisent lorsque la garniture se redresse. Il y aura des changements dans la zone de contact entre le puits de forage et un composant de la colonne de forage. Un modèle rigide doit prendre en compte les forces de flexion concentrées exercées par les raccords de la garniture de forage, les stabilisateurs et les centralisateurs de tubage. Un modèle de corde rigide est destiné à être une méthode plus réaliste qui tient compte des contraintes et des pressions agissant sur la colonne de forage et la paroi du puits de forage [11].

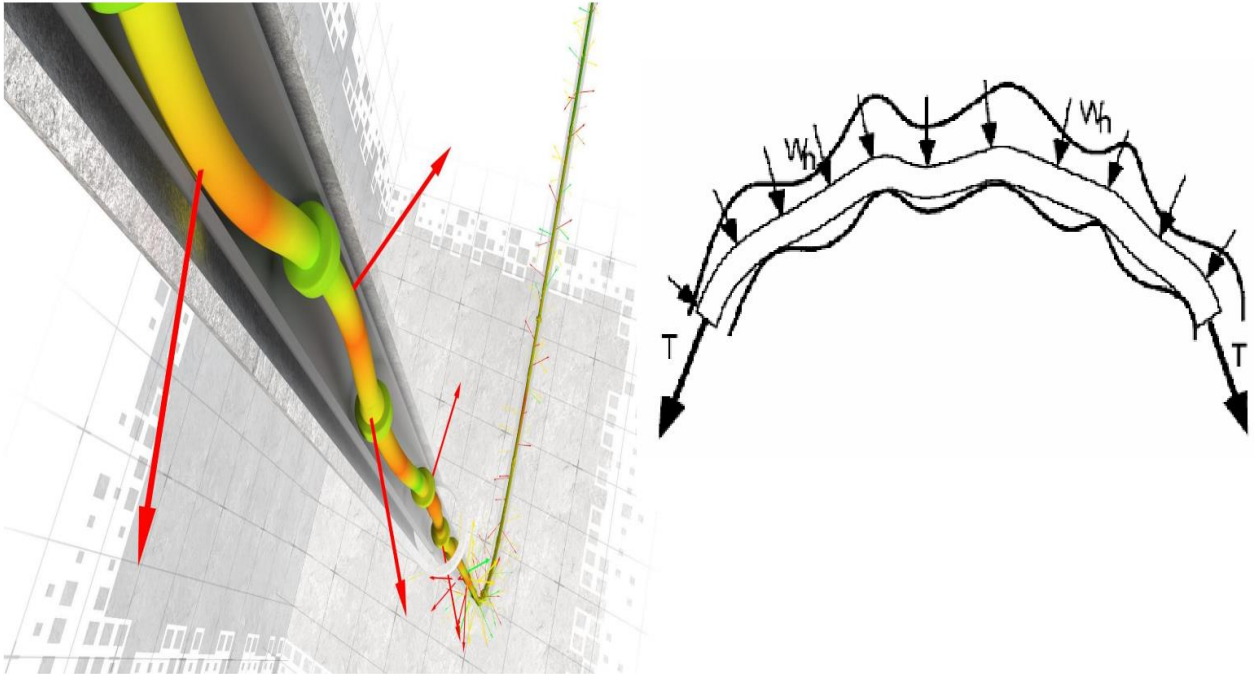


Figure II-15: Modèle rigide

II.11. La réduction du torque et du drag

Si un puits est foré et que le torque est beaucoup plus élevé que prévu, dépassant la capacité du topdrive, plusieurs méthodes sont disponibles pour réduire le torque et le drag. L'application de ces méthodes peut être essentielle pour s'assurer que la profondeur totale (TD) puisse être atteinte avant d'atteindre la limite de torque de l'appareil ou la garniture de forage.

II.11.1. Trajectoire (Wellpath)

La réduction de la tortuosité du puits réduit considérablement le torque et le drag pendant le forage. L'utilisation de systèmes de forage rotatifs (RSS) est recommandée pour obtenir un puits de forage le plus lisse possible. Trouver des compromis avec les géologues peut être très bénéfique, car de petits ajustements de la cible peuvent réduire le torque [13] .

Réduire les changements brusques d'inclinaison (DLS) peut réduire de manière significative le torque et le drag, en particulier en haut du puits où les forces de tension sont les plus importantes.

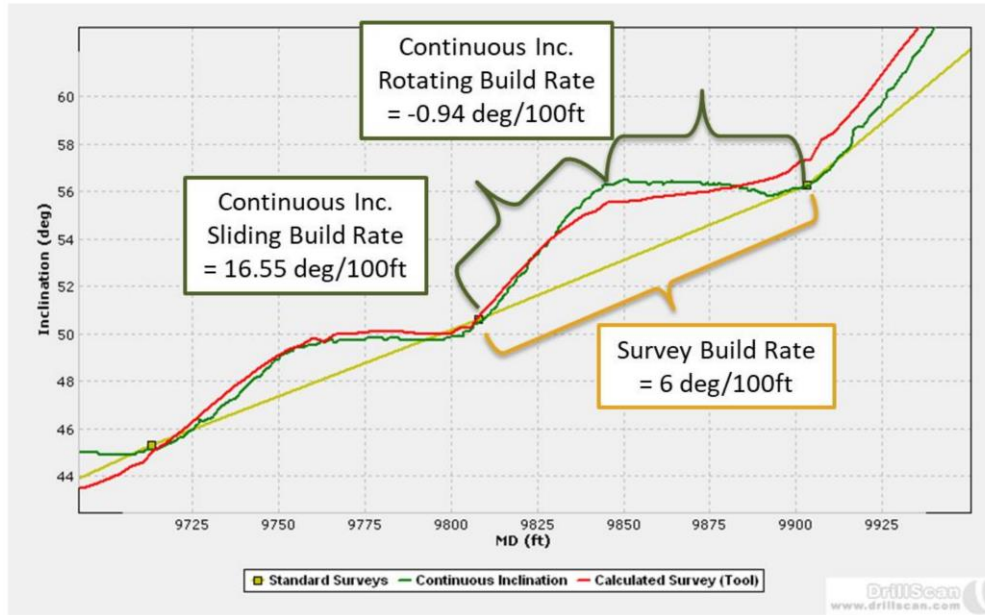


Figure II-16: Tortuosité produite par le PDM

II.11.2. Les systèmes de forage rotatifs (RSS)

Un trou foré avec un moteur à boue avec un bent-housing présente généralement une plus grande tortuosité qu'avec un RSS, en raison du principe de direction de ces outils. Les foreurs obtiennent le DLS souhaité en passant du forage rotatif au forage en glissement autant de fois que nécessaire. Le forage rotatif avec moteur crée un trou plus petit que le forage en glissement. Lors du glissement, un DLS élevé est obtenu pour corriger la direction obtenue par le forage rotatif, cela est dû à une combinaison de la gravité et de la position des stabilisateurs. L'ajout d'un moteur à boue à un RSS augmentera le taux de pénétration (ROP), tandis que le RPM en surface peut-être réduit au minimum et ainsi réduire le torque.

II.11.3. Sélection de l'outil (Bit selection)

La sélection du trépan est généralement basée sur le taux de pénétration (ROP), la capacité de direction, la durabilité.

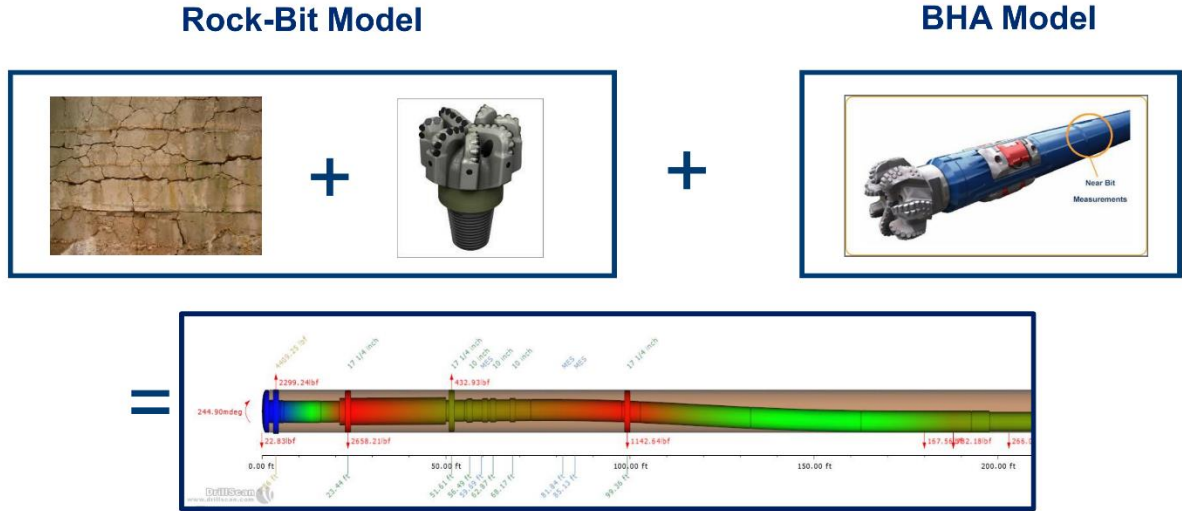


Figure II-17: Build rate , Turn rate , deflection , Bending moment , contact forces .

Mais un autre facteur est également important, c'est la longueur de jauge du trépan peut affecter considérablement la propagation d'un trou cyclique. Un trépan à jauge courte est plus agressif et crée plus de variations de calibre, ainsi que ce que l'on appelle une micro-tortuosité. Tandis qu'un trépan à jauge longue a tendance à créer moins de variations de calibre et un trou plus régulier [10]. Cette micro-tortuosité n'est pas détectée par les capteurs directionnels MWD et entraîne un torque et un drag supplémentaires.

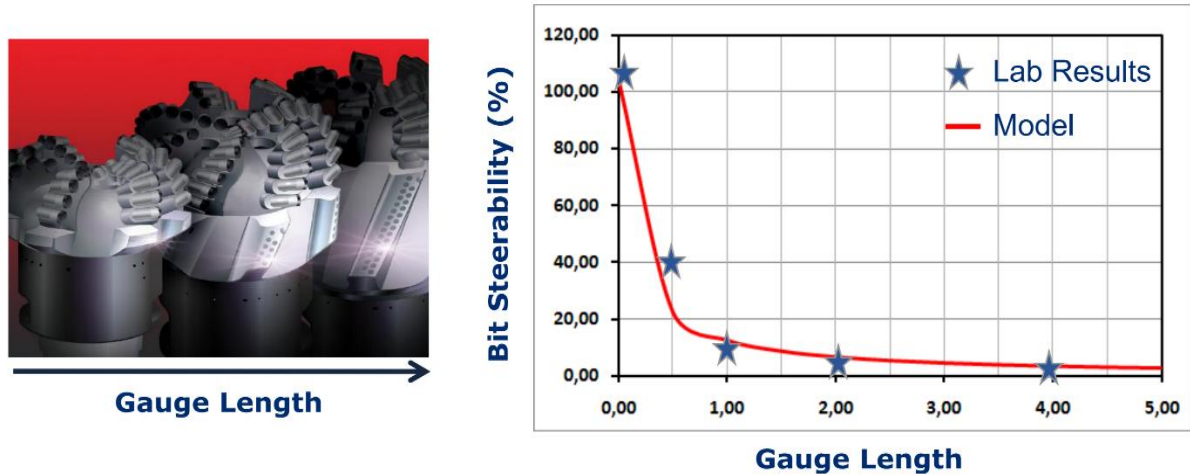


Figure II-18: L'effet du longueur de jauge du trépan sur la capacité de directionnement

II.11.4. Outils mécaniques réducteurs du friction (stand off devices)

Ils ont été testés et se sont avérés efficaces pour réduire les frottements. L'utilisation d'outils de réduction mécanique des frottements et d'autres techniques de réduction des frottements s'est révélée efficace dans plusieurs puits profonds dans le golfe du Mexique.

Différents types de dispositifs existent qu'ils soient constitués de rouleaux mécaniques ou d'un manchon sur des roulements, qui devient alors la surface de contact effective.

La faible friction dans un roulement lisse par rapport à de l'acier rugueux contre de l'acier rugueux réduit considérablement le torque et le drag. Les dispositifs sont généralement placés tous les joints dans les sections du puits qui subissent la plus grande force latérale. Ils ont été utilisés comme solution de secours dans des puits où les forces de torque et de drag étaient plus élevées que prévu, et où le forage avait été interrompu avant d'atteindre la profondeur totale planifiée. Un autre avantage est que l'usure du tubage est réduite grâce à ces outils [14].



Figure II-19: Outils mécaniques réducteurs du friction

II.11.5. Système de boue

La méthode la plus simple pour réduire le torque et le drag consiste à utiliser de la boue à base d'huile (OBM) ou de la boue synthétique (SBM) plutôt que de la boue à base d'eau (WBM). Il est également possible d'ajouter des lubrifiants, même à la WBM.

II.11.5.1 Utilisation d'additifs de boue

La meilleure façon de réduire le torque en surface est d'utiliser une boue de forage à base d'huile ou de synthétique plutôt qu'une boue à base d'eau. Cependant, il est également possible de réduire le torque et le drag en réduisant les facteurs de frottement en ajoutant des additifs de boue à la boue à base d'eau. Il est possible de réduire le couple jusqu'à 25% en ajoutant les bons additifs de boue. Le choix du type de boue, qu'il soit à base d'huile ou à base d'eau, dépend des considérations économiques.

II.11.6. Un bon nettoyage du trou

Si les déblais ne sont pas correctement évacués du fond vers la surface, ils s'accumuleront dans le puits et augmenteront la résistance au frottement, ce qui entraînera un torque et un drag plus élevés. Il est très important d'obtenir les propriétés adéquates dans la boue pour un meilleur nettoyage du trou.

II.12. Forces normales (forces latérales)

Les forces normales proviennent quatre mécanismes différents :

- Le poids des tiges sur le côté bas du trajectoire (torque & drag sur côté bas)
- Les forces latérales liées à la tension lors de build, turn et drop doglegs
- Les tiges poussant contre les parois du puits en raison du flambage hélicoïdal
- Les tiges poussant contre les côtés du trou en raison de la rigidité des tiges

➤ Calcul de la force normale

$$N = \sqrt{(T * \Delta\alpha * \sin\theta)^2 + (T * \Delta\theta + w * \sin\theta)^2}$$

Où :

N = Force de contact (force normale)

T = Tension à travers le composant

$\Delta\alpha$ = changement d'azimut à travers le composant

$\Delta\theta$ = changement d'inclinaison à travers le composant

W = Poids immergé du composant

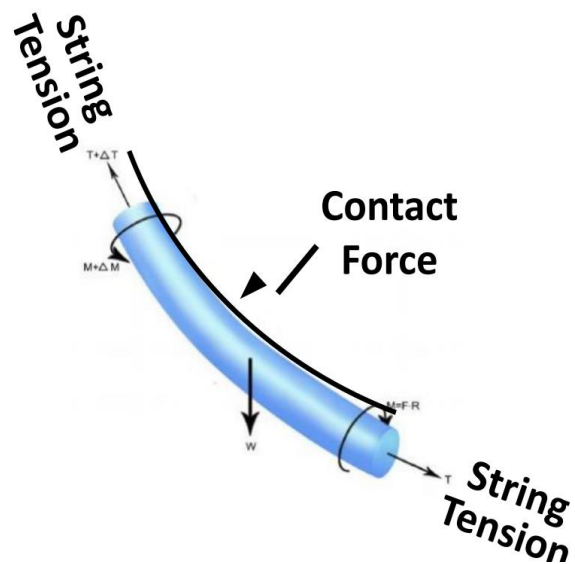


Figure II-20: Calcul de la force normale

➤ Problèmes causés par une force normale élevée

- Un drag axiale élevée (Incapacité de faire le manœuvre dans le puits de forage)
- Un drag torsionnelle élevée (Un torque élevé)
- Usure du tubage (Casing wear)
- Coincement (key seating)

➤ Réduction de la force normale

- Réduire les coudes (doglegs) dans la section peu profonde.
- Réduire le poids dans la section à angle élevé - flotter le tubage (floated casing.)

➤ Flottement du tubage (Mud-over-Air)

Lorsqu'une partie du train de tiges est descendue vide, un diaphragme est installé pour isoler l'air. La partie du train de tiges au-dessus du diaphragme est remplie au fur et à mesure de la descente. Le diaphragme est communément appelé collier de flottation sélective (Selective floatation collar) ou dispositif d'isolation.

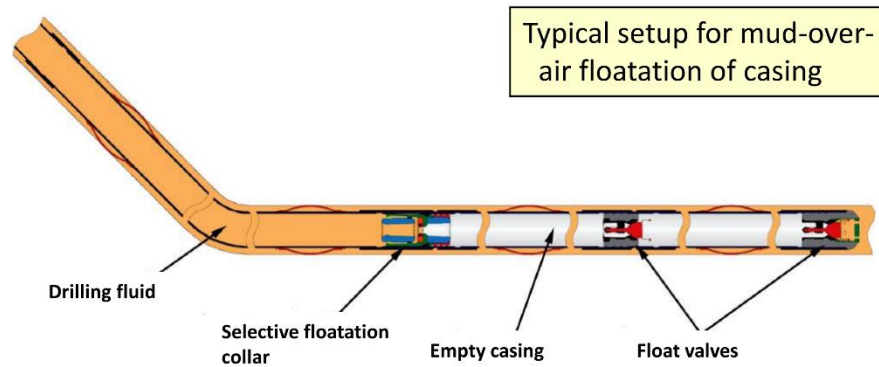


Figure II-21: Flottement du tubage

II.13. L'usure du tubage (casing wear)

Il fait référence à la détérioration progressive ou à l'érosion du tubage due à différents types d'opérations de forage. Le tubage est un tube métallique ou composite de protection qui est inséré dans un puits pour assurer son intégrité structurelle et prévenir son effondrement.

L'usure du tubage est préoccupante car elle peut compromettre l'intégrité du puits, entraînant divers risques opérationnels et de sécurité. Elle peut entraîner la perte du contrôle du puits, des fuites de fluide, une contamination entre différentes zones ou formations, une réduction de l'efficacité de production et même une défaillance catastrophique dans les cas extrêmes.

➤ **La formule du volume d'usure**

$$V_w = k * F_{side} * L_{move}$$

K (facteur d'usure) il est défini comme le rapport du facteur de friction à l'énergie spécifique, qui correspond à la quantité d'énergie nécessaire pour enlever une unité d'acier. L'unité du facteur d'usure est E-10/psi.

L_{move} : Longueur du mouvement de glissement et de rotation des tiges à l'intérieur du tubage, les vecteurs de vitesse sont perpendiculaire l'un sur l'autre.

Ex : $f_{rot} * \pi * D = V_{rot}$

$F_{rotation} = 120 \text{ RPM}$

$D = 5 \text{ ''}$

$\Rightarrow 157 \text{ ft/min } (\sim \text{stand (longeur du tige) / 40 sec})$

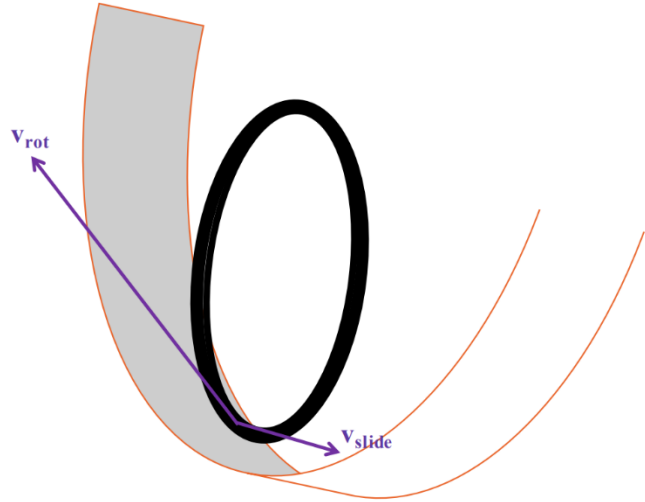


Figure II-22: Vecteurs des vitesse de glissement et du rotation.

Nous avons pris un exemple standard avec une fréquence de rotation de 120 tr/min, ce qui génère une vitesse de rotation équivalente à celle d'un déplacement d'une stand (longeur de 3 tige) en 40 secondes (taux élevé), ce qui signifie que vitesse de rotation est généralement plus grande que vitesse du glissement.

Ainsi, en ce qui concerne l'usure, cela dépend de la manière dont les matériaux se déplacent et de la durée pendant laquelle ils se déplacent, mais elle est principalement causée par la vitesse de rotation.

➤ **Exemple**

La longueur du déplacement (en une minute) en glissement et en rotation

- $V_{trip} = 30 \text{ pieds/min}$
- $V_{rot} = 157 \text{ pieds/min}$ (fréquence de rotation = 120 tr/min)

Insertion/retrait d'une tige dans/du puits

- $L_{move} = (30^2 + (157*1)^2)^{1/2} = 160 \text{ pieds}$

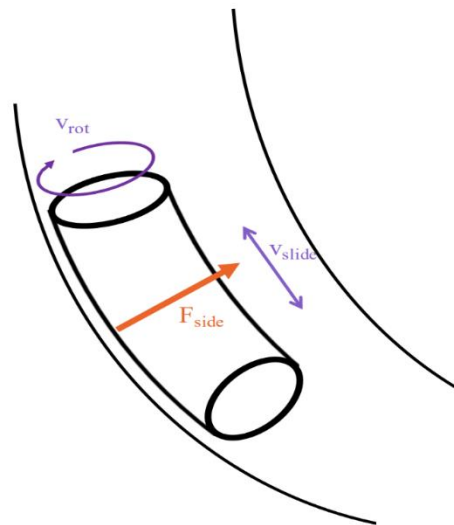


Figure II-23: Longueur du déplacement (en une minute) glissement et rotation

II.14. Les avantages de surveillance du torque et du drag en temps réel

La surveillance en temps réel des effets du torque et du drag est pratiquée depuis un certain temps dans l'industrie pétrolière. Cependant, ce service n'est utilisé que dans une petite proportion du total des heures de forage et les techniques d'analyse utilisées sont assez diverses [15].

La technique utilisée pour surveiller le torque et le drag en temps réel consiste essentiellement à placer la garniture de forage dans un trou de forage et à évaluer un équilibre des forces et du torque à l'aide des valeurs mesurées en surface et des valeurs de fond de trou en tant que paramètres d'entrée.

La surveillance en temps réel des effets du torque et du drag a été introduite dans l'industrie du forage il y a de nombreuses années, principalement sous la forme de pré-calcul du HKLD (poids sur crochet) et du torque en surface avec différents facteurs de frottement, puis en comparant ces valeurs aux valeurs actuelles de HKLD et de couple mesurées sur la plateforme de forage.

Tout simplement on peut dire qu'un problème relié au torque et du drag c'est lorsqu'on ne peut pas faire assurer la rotation, ni les manœuvres de remonté ou de la descente.

II.14.1. Graphe du HKLD (poids sur crochet)

Dans la simulation du poids du remonté et du poids de descente (figures II-24), nous avons la profondeur sur l'axe des y, et il s'agit d'un véritable puits foré au Mississippi/America, actuellement à une profondeur de 7 000 pieds jusqu'à 13 000 pieds.

La façon dont cela est présenté est ce que le foreur voit lorsqu'il descend dans le puits, ce sont les courbes bleues que nous appelons "slack-off" ou lorsqu'il remonte, nous appelons cela "pick-up", cela avec vitesse constante sans rotation.

La courbe verte ROB, souvent appelée "rotation off bottom", ROB est la rotation en dehors du fond lorsque la garniture de forage est immobile, elle ne bouge pas d'avant en arrière ou ne tourne pas uniquement à un endroit hors du fond. C'est la charge que nous devrions voir, on l'appelle parfois aussi "lien neutre".

La raison pour laquelle il y a cinq courbes différentes de descente "slack-off" et cinq courbes différentes de remontée "Pick-up", c'est que nous avons effectué des tests de sensibilité à différents niveaux de friction, allant de 0,2 jusqu'à 0,4.

Dans ce domaine, nous forons du calcaire avec une boue à base d'eau, ce qui génère une friction assez élevée. Comment interpréter cela, si je voulais faire descendre la colonne de forage jusqu'au fond de ce puits, ou ce que ces courbes me disent, c'est que tant que ma friction n'est pas supérieure à 0,3, la garniture de forage descendra jusqu'au fond. Si j'ai plus de 0,3 de friction, la colonne de forage ne descend pas jusqu'au fond, car cette ligne verticale noire est mon poids de limite.

Avec la courbe bleue de 0.4 FF, à environ 11 600 pieds la tension en surface va diminuer au 0, et cela est dû à un flambage hélicoïdal de la garniture de forage.

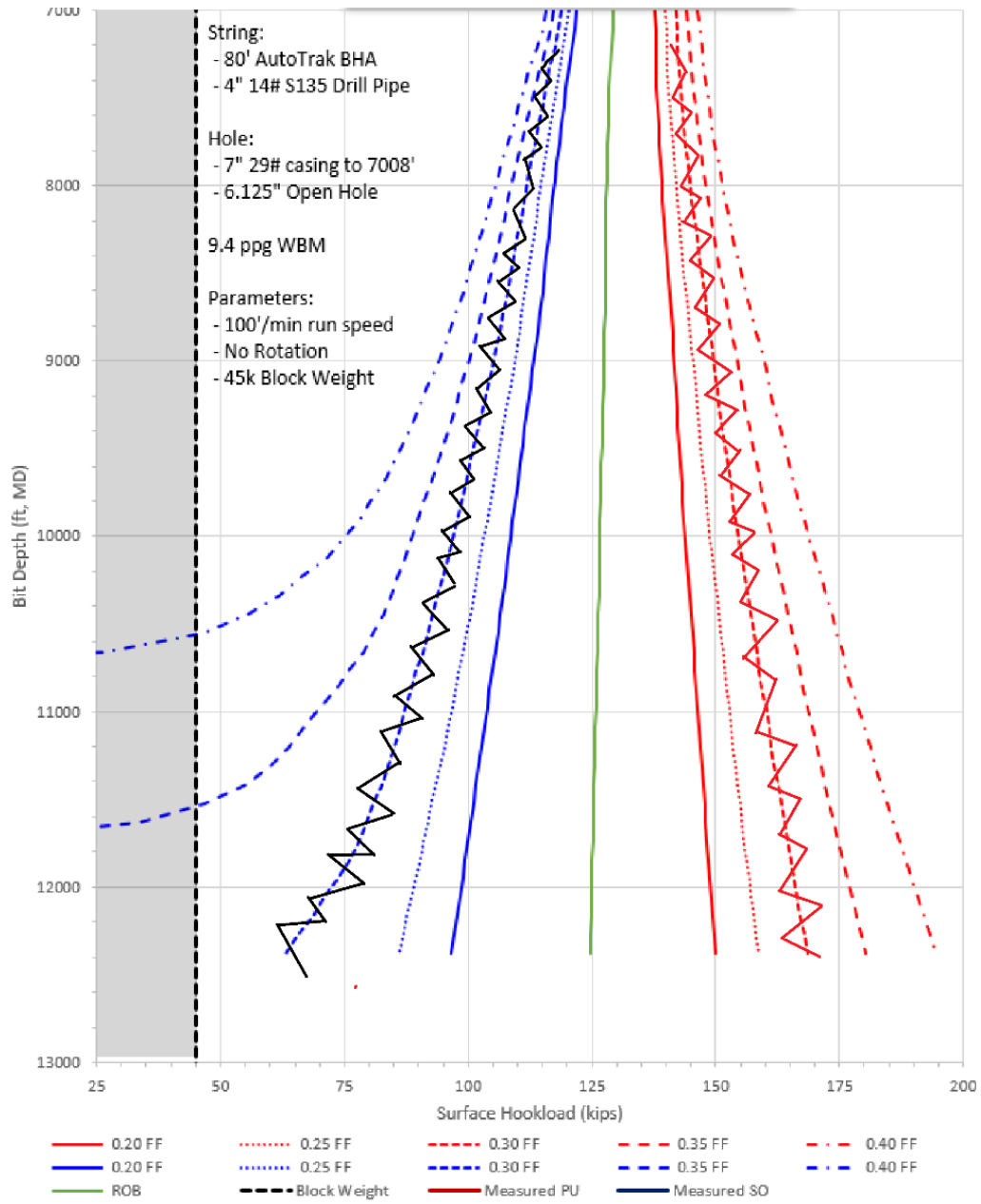


Figure II-24: 6.125" hole pick up /slack off hookload

II.14.2. L'importance de l'estimation en temps réel du facteur de frottement

Si on est en train de remonter ou de descendre, ce qu'on peut faire pour comprendre ce qui se passe dans le puits, c'est de tracer le poids réel de remontée ou de descente à chaque connexion. Ce que j'espère voir, c'est que le poids mesuré de remontée ou de descente suit l'une des courbes du modèle. Ce qui serait préoccupant, c'est si je suis l'une des tendances du modèle pendant certain temps et que cela augmente ou diminue très rapidement. Nous appelons cela un "thumbs up" (augmentation rapide du poids de remontée ou de descente). Cela indique qu'il y a eu un changement dans l'état de mon trou (peut-être un défaut du nettoyage (cutting bed), peut-être une indication que nous avons traversé une formation instable).

Supposons que nous nous arrêtons et que nous circulions, alors le poids mesuré de remontée et de descente revient à ce qu'il était, ce qui signifie que le problème était lié au nettoyage du trou. La stabilité du puits ne s'améliore pas soudainement. Donc, il existe un diagnostic en temps réel si nous avons le modèle et les données disponibles.

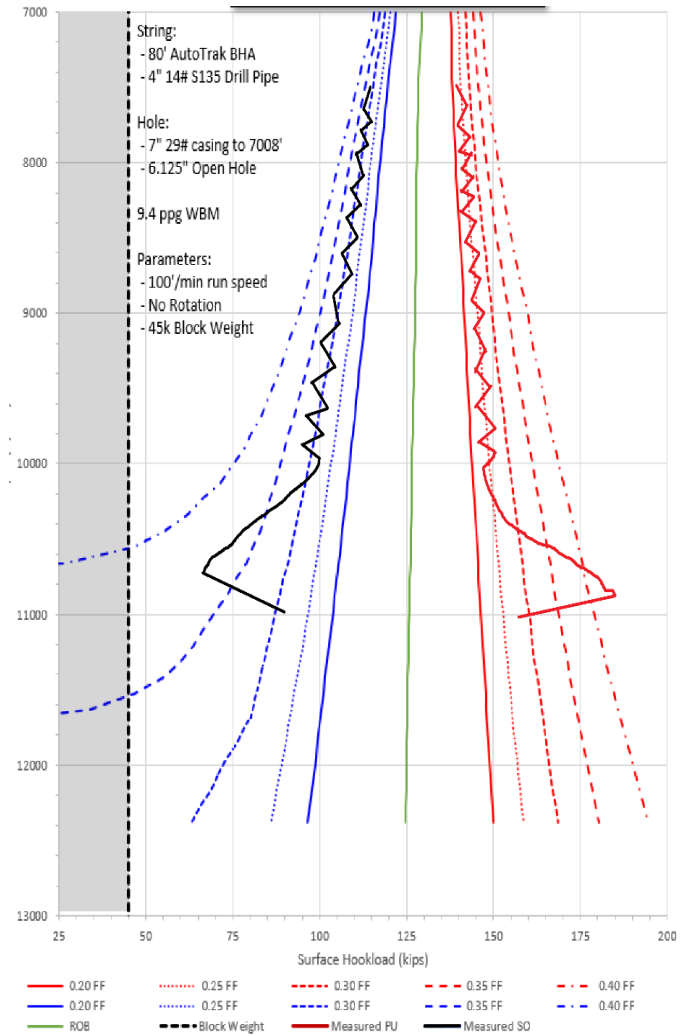


Figure II-25: Phénomène Thumbs up

II.14.3. Graphe du Torque

Voici les graphes de "torque". Nous avons calculé le "torque" hors fond lorsqu'on fait tourner simplement la garniture de forage hors fond pour différentes valeurs de FF.

➤ **L'effet du lubrifiant sur le Torque**

Le torque du forage mesuré a suivi le modèle de 0.3 FF jusqu'à environ 10600(ft) la diminution de la concentration de lubrifiant de 3% à 1,5% a entraîné une augmentation du torque suivant le modèle de 0.35 FF, l'ajustement de la concentration à ces niveau initiales (3%) a entraîné la diminution du torque encore une fois à l'environ du 11300 (ft).

La modélisation peut prédire si vous pouvez atteindre la profondeur totale dans les forages de puits extrêmes avec une certaine concentration de lubrifiant.

➤ **Concept du couple statique**

Lorsque vous effectuez une connexion lors du forage d'un puits, à 90 % du temps la première chose que nous faisons après que la garniture de forage est restée immobile pendant un certain temps est de la faire tourner. La valeur maximale de torque que nous observons à la surface, appelée couple statique, nous donnera un aperçu de la présence ou non d'un coincement par pression différentiel (ce que nous observerons, c'est que le couple statique devient plus élevé que le couple dynamique hors fond lorsque nous forons dans une zone très perméable ou lorsque nous avons un problème avec notre filter cake. Le couple statique se distinguera du couple dynamique, ce qui nous permet d'avoir un avertissement précoce du coincement différentiel).

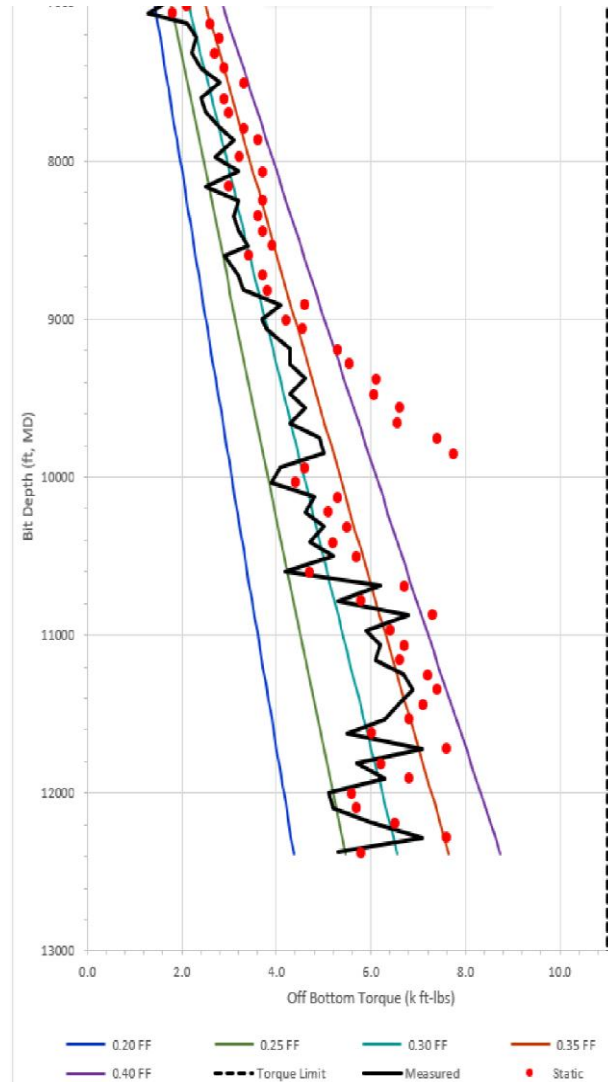


Figure II-26: 6.125" off bottom torque

Sensitivité au facteur de friction

CHAPITRE III: PRESENTATION DU P-29.

III.1. Sommaire des données du puits

WELL NAME:	P-29	
WELL TYPE:	Oil Producer, deviated well	
FIELD:	Sahara Platform, Hassi Messaoud Ridge Block 433a/416b	
RIG NAME	TP-222 (ENTP)	
TOTAL DEPTH PLANNED:	3888.9 m MDRT / 3837.4 m TVDRT	
SURFACE COORDINATES:	Provided by LTPS	
NORD SAHARA 1959	X = 285312.03 m E Y = 3605327.11 m N	
TARGET COORDINATES:	NORD SAHARA 1959	
Hamra Quartzite:	3810.06 m TVD 285 242.1 m E 3 605 402.1 m N	
GROUND ELEVATION	115.13 m a.m.s.l	
ROTARY TABLE HEIGHT	10.7 m	
ROTARY TABLE ELEVATION	125.83 a.m.s.l	
PRIMARY TARGET:	Ordovician Hamra Quartzite Sandstone	
DAYS PLANNED:	84.3 days (exclude mobilization and with contingency).	
PROPOSED CASING PROGRAM:	SIZE	DEPTH
	30" Conductor	60 mTVDRT/MDRT
	24" surface casing	248 mTVDRT/MDRT
	18 5/8" surface casing	516 mTVDRT/MDRT
	13 3/8" Intermediate	2372 mTVDRT/MDRT
	9 5/8" Production	3519 mTVDRT/ 3519 mMDRT
	7" Liner	3781.7 mTVDRT / 3810 m MDRT
	OH	3837.5mTVDRT/ 3888.9m MDRT
WATER SOURCE:	To be connected with quick lock line to the drilled water well	
RIG MOVE PLAN	December 2022	

III.2. Le programme géologique

III.2.1. Les coordonnées du puits

Le champ de Bir Seba est situé dans la région de Touggourt, à environ 130 km au nord-est du champ de Hassi Messaoud. Les coordonnées du puits fournies par SSF sont les suivantes. Elles seront mises à jour lorsque l'enquête réelle sera disponible.

Tableau III-1: Coordonnées du puit P-29

Coordinates P-29 provided by LTPS							
Points	WGS 84		NORD SAHARA 1959		Z.MS L	WGS 84	
	Easting	Northing	Easting	Northing		Easting	Northing
P-29	280312.0 3	3605896. 11	285213.1 15	3605689.0 97	115.12 6	32°34'4.24" N	6°42'43.53" E

III.2.2. Pronostic géologique

Les sommets prévus des formations. Tous les sommets sont indiqués en profondeur verticale réelle par rapport au plancher de forage (TVDRT).

Tableau III-2: Sommets prévus des formations

Estimate Top (TVD)	Formation	Formation Description
10.7	Pliocene - Miocene	Sand with traces of Clay towards the base
241.6	Eocene Carbonate	Eocene Carbonate
288.6	Senonian Carbonate (Mud Losses)	Dolomitic Limestone with thin Anhydrite
495.9	Senonian Evaporate	Anhydrite interbedded with Limestone
790.1	Turonian (Mud Losses)	Limestone locally grading to Dolomite
895.4	Cenomanian	Claystone with interbedded Dolomite
1120.5	Albian (Aquifer)	Upper part Claystones with interbedded Dolomite. Lower part predominant Sandstones
1308.1	Aptian	Calcareous Dolomite
1337.2	Barremian	Predominant Sandstone with thin Claystone
1631.5	Neocomian	Claystone with interbedded Dolomite and Anhydrite stingers
1872.4	Malm	Limestone and Dolomite Limestone, Interbedded with Claystone, occasional Anhydrite and Sandstone
2135.1	Dogger Shale	Claystone interbedded and Limestone
2212.4	Dogger Anhydrite	Dolomite Limestone interbedded with Anhydrite
2352.0	Lias Anhydrite	Anhydrite interbedded with thin Limestone and rare traces of Claystone and Sandstone

2737.8	Lias Salifere	Halite with minor beds of Claystone, Limestone, Anhydrite
2800.2	Horizon B “Water flow”	Limestone with interbeds of Claystone, traces of Dolomite and Anhydrite
2832.0	Lias S1/S2	Anhydrite with possible unstable Claystone
3104.7	Lias S3 - Salt formation	Halite with rare thin Claystone and Anhydrite interbeds
3274.7	Lias massive Shale “High Pressure”	Claystone red brown, silty and anhydritic in part
3352.7	Lias S4 - Salt formation	Halite interbedded with minor thin Claystone and rare Anhydrite
3514.4	Triassic Shale	Shale in upper part, Dolomitic Limestone in lower part
3548.5	Triassic T2	Siltstone, Dolomite claystone and Sandstone light brown, friable to medium hard, argillaceous in lower part
3613.7	Triassic T1 (secondary target)	Dolomite microcrystalline, Claystone and Sandstone
3647.8	Series Inferior	Claystone red brown, silty, with Sandstone light grey, rounded, argillaceous cement.
3772.7	Ouargla Sandstone	Interbedded Claystones and Sandstones
3781.7	Hamra Quartzite (primary target)	Sandstone, transparent to translucent, moderately hard to hard, fine to medium grained, siliceous to Quartzitic cemented, possible fractures
3837.5	TD of 6” hole section	79 mMD slant with 45° inclination in Hamra Quartzite

III.2.2.1 Données de la cible (target)

L’objectif principal (target) est dans le tableau suivant :

Tableau III-3: Données de la cible

Name:	Hamra Quartzite
Top:	-3656 m TVDSS / 3781 m TVD
Pressures:	5077 psi @ 3656 TVDSS
Equivalent MW	0.95 sg
Temperature:	Estimated BHST: 120°C (20°C + 2.70°C /100mTVDSS Temperature gradient)

Les paramètres attendus du réservoir de la formation Hamra Quartzite sont dans le tableau suivant :

Tableau III-4: Paramètres attendus du réservoir de la formation Hamra Quartzite

Rapport gaz/huile (GOR) :	902 scf/stb
Densité de l'huile (SG) :	45°API
Porosité (Φ) :	0,079
Facteur de volume de formation (Bo) :	1,48 rb/stb
Saturation initiale en eau (Swi) :	0,14
Saturation initiale en eau (Swi) :	0,14
Perméabilité :	25,75 (mD)

III.3. Désign du puits

Top (m) TVDs	Top (m) TVD	Top (m) MD	Lith.	Age	Epoch	Formation	Coring	P -29 Casing Strings Program		Hole diam.
	0	0								
				Tertiary	Pliocene - Miocene	Mio - Pliocene Sand with traces of Clay towards the base			TOC: Surface 30" @ 60 m MD	36" 60m
-115.8	241.6	241.6			Eocene	Eo. Carbonate		24" 248 m MD	28" Length 188 m	
-162.8	288.6	288.6				Sen. Carbonate Dolomitic Lmst w/ Anhydrite		131.1# X56 TSH Blue Dock TOC: 316 m MD TOC: 416 m MD	22" Length 268 m	
-370.1	495.9	495.9			Senonian	Sen. Evaporite Anhydrite interbedded w/ Lmst		18 5/8" 516 m MD 87.5# K55 BTC ID: 17.755" Drift: 17.567" (API)		
-664.2	790.0	790.0			Turonian	Limestone locally grading to Dolomite				
-769.5	895.4	895.4			Cenomanian	Claystone w/ interbedded dolomite				
-994.7	1120.5	1120.5			Albian	Upper: Claystone w/ interbedded dolomite Lower: Pred. Sandstone				
-1182.2	1308.1	1308.1			Aptian	Calcareous dolomite		TOC: 1327 m MD		
-1211.4	1337.2	1337.2			Barremian	Predominant Sandstone w/ thin Claystone			16"	
-1505.7	1631.5	1631.5			Neocomian	Claystone w/ interbedded dolomite and anhydrite stringers				
-1746.6	1872.4	1872.4			Malm	Limestone & Dolomite Lmst. Interbedded w/ Cyst w/ anhyd & Sndst				
-2009.3	2135.1	2135.1			Dogger	Dogger Shale		TOC 2172 m MD		
-2086.6	2212.4	2212.4				Dogger Anhydrite Dolomite Limestone interbedded Anhydrite		13 3/8" 2372 m MD 2372 m TVD 68# (N80) x 72# (P-110) BTC ID: 12.347" Drift: 12.125" (SD)	Length 1856 m	
-2226.1	2351.9	2351.9			Jurassic	Lias Anhydrite Anhydrite interbedded w/ thin Limestones & rare traces Claystones & Sandstone				
-2611.9	2737.8	2737.8			Lias	Lias Salifere Horizon "B"		7" TOL 2700 m MD	12 1/4"	
-2674.4	2800.2	2800.2				Lias S1/S2 Anhydrite w/ unstable Claystone				
-2706.2	2832.0	2832.0				Lias S3 Salt Halite w/ rare thin Cyst & Anhyd				
-2978.9	3104.7	3104.7				Lias Shale				
-3148.9	3274.7	3274.7				S4 Salt Halite w/ minor thin Cyst & rare Anhyd		9 5/8" 3519 m MD 3519 m TVD 53.5# P-110 HSC ID: 8.535" Drift: 8.5" (SD)	Length 1147 m	
-3226.9	3352.7	3352.7			Triassic	Triassic Shale				
-3388.6	3514.4	3514.4				Triassic T2				
-3422.7	3548.5	3548.5				Triassic T1				
-3487.9	3613.7	3614.2				Series Inferior Cyst hard, blocky, calcareously cemented			8 1/2"	
-3521.9	3647.8	3649.5								
-3646.9	3772.7	3797.4				Ouargla SST (Hercynian Unconformity)		7" 3810.1 m MD 3781.7 m TVD 29# 13Cr, HSC -P110 ID: 6.184" Drift: 6.059"	Length 291 m	
-3655.8	3781.7	3810.1			Ordovician	Hamra Quartzite Sandstone, hard, fine to medium grained, siliceously cemented, possible fractures			6"	
-3711.6	3837.4	3888.9						3888.9 m MD 3837.4 m TVD	Length 79 m	
								6" Open Hole		

III.4. Données générales sur la pression de formation et la pression de fracturation

Selon les données précédentes disponibles, aucun H2S été prévu pour ce puits.

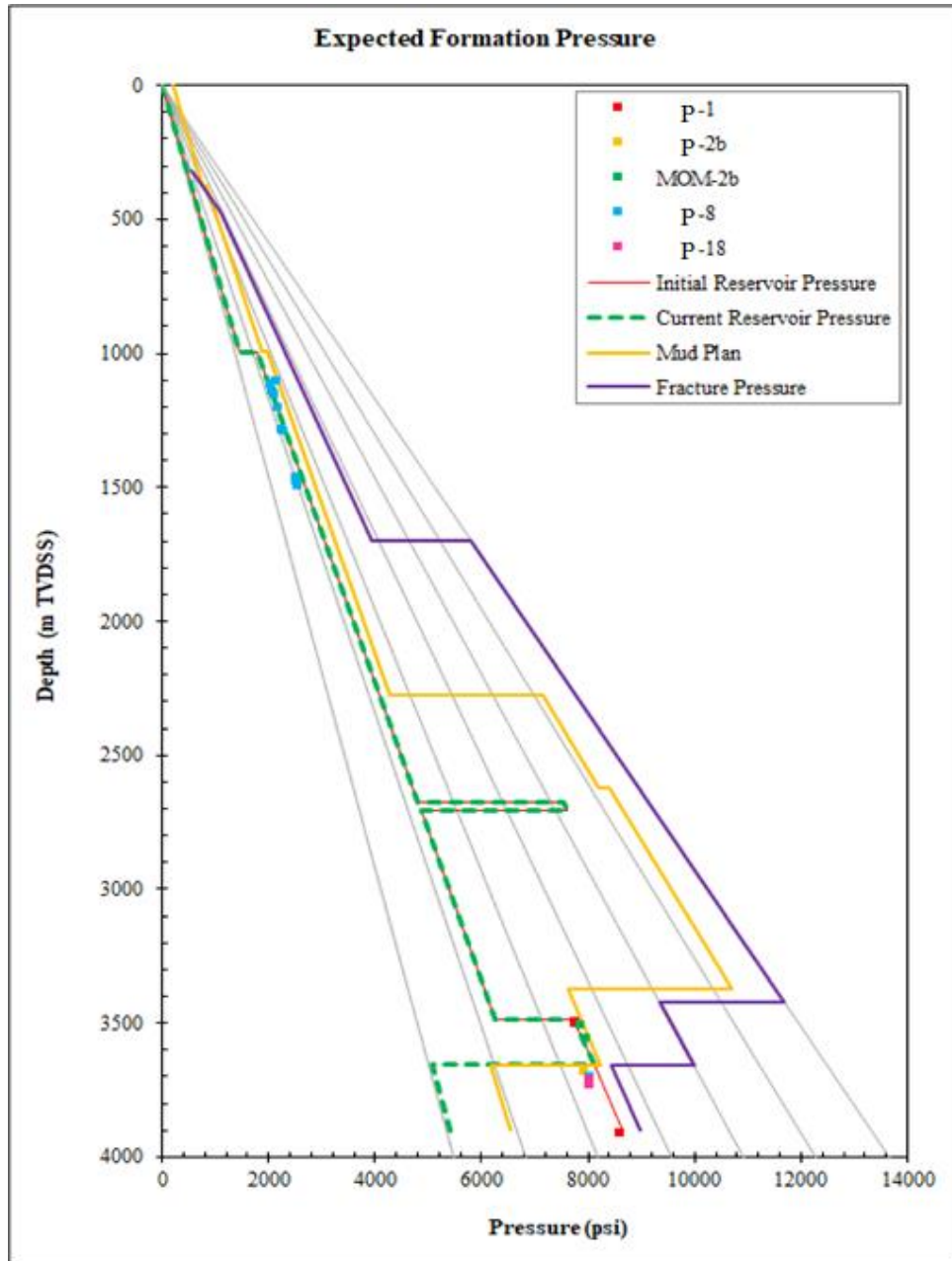


Figure III-1: La pression attendue du formation

III.5. Profil de température

Gradient de température moyen : 2,70°C / 100mTVDSS avec une température de 20°C au niveau de la surface de la mer (MSL). Le profil de température attendu est présenté dans le graphique ci-dessous.

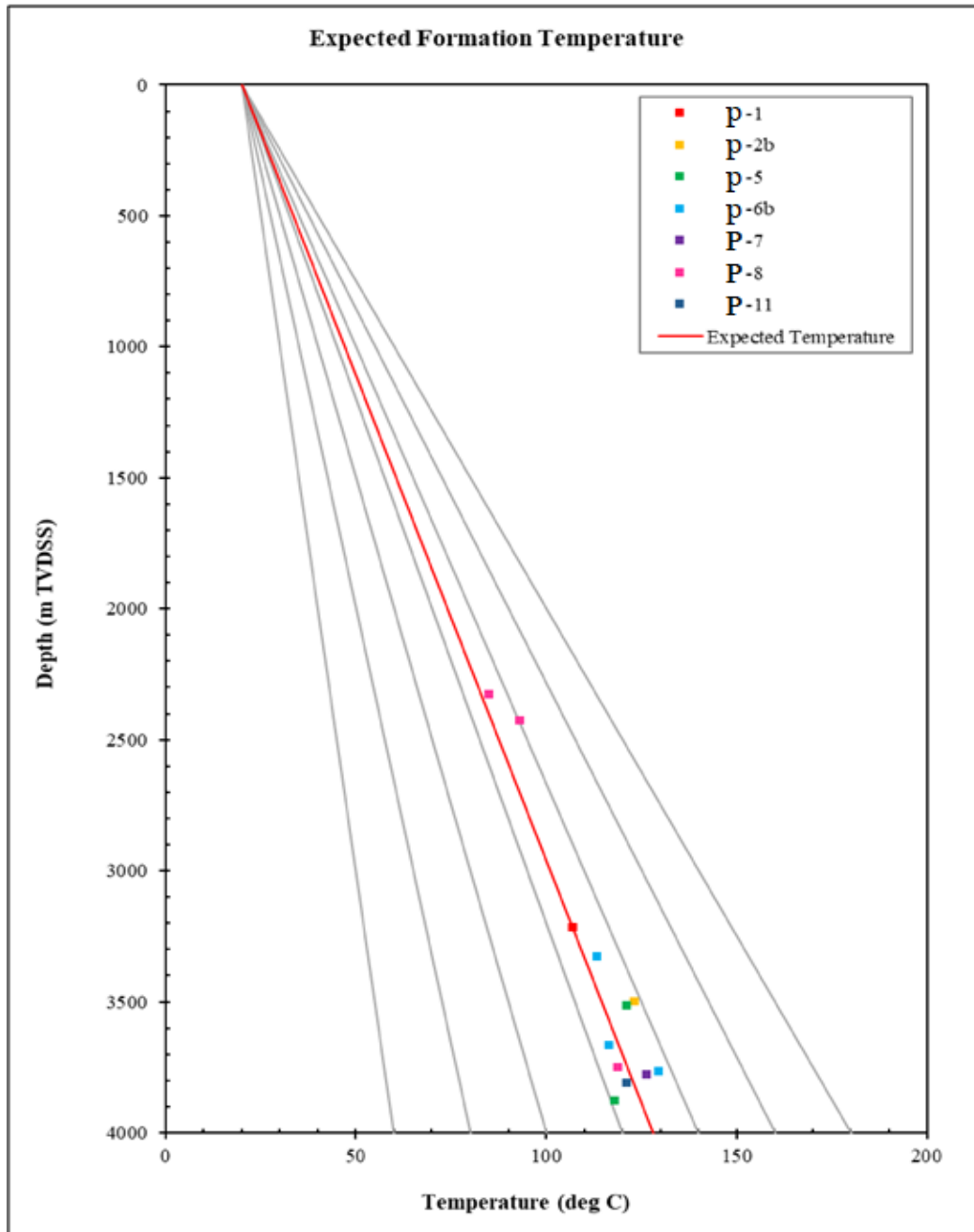


Figure III-2: La températures attendue du formation

➤ Résumé du tubage

Tableau III-5: Résumé du tubage

Hole size (in)	36"	28"	22"	16"		12 ¼"	8 ½"	Tubing
Section TD (mMD)	0-60	60-248	248-516	516-2372		2372-3519	3518-3810	Prod. Tubing
Casing Size (in)	30"	24"	18 5/8"	13 3/8"		9 5/8"	7"	3 ½"
Interval (m)	0 – 60	0 – 248	0 – 516	0 – 1500	1500 – 2372	0 – 3519	2700 – 3810	0 – 3800
Weight (lbs/ft)	207.8	131.1	87.5	68	72	53.5	29	9.2
Grade	X56	X-56	K55	N80	P110	P-110	P110 13Cr	L-80 13Cr
Connection	TSH BlueDock	TSH Blue Dock LR 70 ELS	BTC	BTC	BTC	HSC	HSC	NEW VAM
ID (in)	28.208	23.5	17.755	12.415	12.347	8.535	6.184	2.992
Drift Diameter (in)	28.020 (SD)	22.415	17.567	12.259	12.25 (SD)	8.5 (SD)	6.0	2.867
Burst (psi)	2130	2120	2250	5020	7400	10900	11220	13970
Collapse (psi)	440	440	630	2260	2880	7950	8530	13530

CHAPITRE IV: METHODOLOGIE DE TRAVAIL

IV.1. Fonctionnement du modèle de simulation

Le modèle divise la garniture en petites sections (généralement de 100 pieds), en commençant par le bas, il effectue les calculs suivants :

- a) Il détermine quelle partie du poids du garniture (W) tend à glisser vers le fond du puits (T).
- b) Il évalue quelle partie du poids de la garniture pousse sur les parois latérales (N).
- c) Il calcule la force du drag ($\mu \times N$) = f .

Il ajoute f à T si nous tirons la garniture vers le haut, et il soustrait f de T si nous descendons la garniture

- d) Il calcule la force de couple ($\mu \times R \times N$) = M
- Il passe à la section suivante dans le puits et répète les calculs.

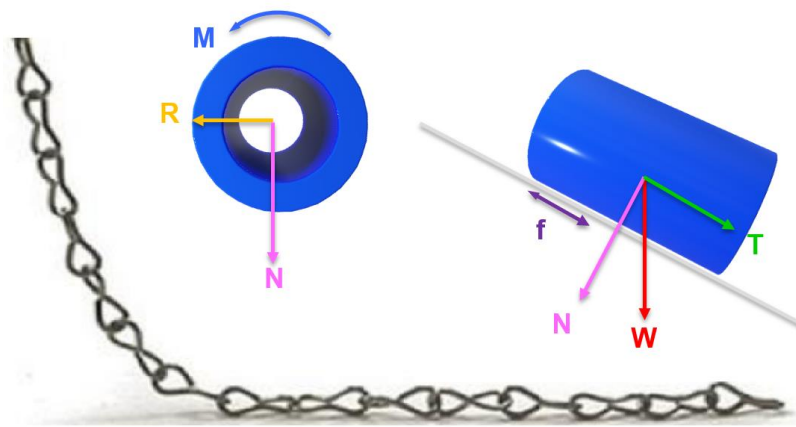


Figure IV-1: Fonctionnement du modèle de simulations

IV.2. Méthodologie de recherche

Le programme WellPlan peut être défini comme un programme d'ingénierie pour les opérations de forage, de complétion et les opérations de service de production. Il peut être utilisé à la fois au bureau d'ingénierie et sur le site du puits pour résoudre les problèmes entre les fonctions d'ingénierie et les opérations sur le terrain. Il est basé sur une base de données et une structure de données communes à de nombreuses applications de forage de Landmark.

Les options de torque et drag représentent l'une des applications de WellPlan qui permet de calculer et de prédire les poids de tension effectifs, la limite de flambage, les forces de levage et d'abaissement autorisées, la charge minimale pouvant être exercée sans flambage, la marge de sur-tirage (overpull), les analyses de train de tiges et le couple pouvant être généré dans différentes

conditions de fonctionnement : descente du train de tiges (running in), la remonté du trou (running out), rotation sur le fond (rotation on bottom), rotation hors du fond (rotation off bottom), forage en glissement sans rotation de la table de rotation (slide drilling) et le backreaming.

La construction du modèle de WellPlan comprend les données d'entrée suivantes :

➤ **Informations de référence (Datum information)**

Les informations de référence pour le puits P-29 sont indiqués dans la figure IV-2.

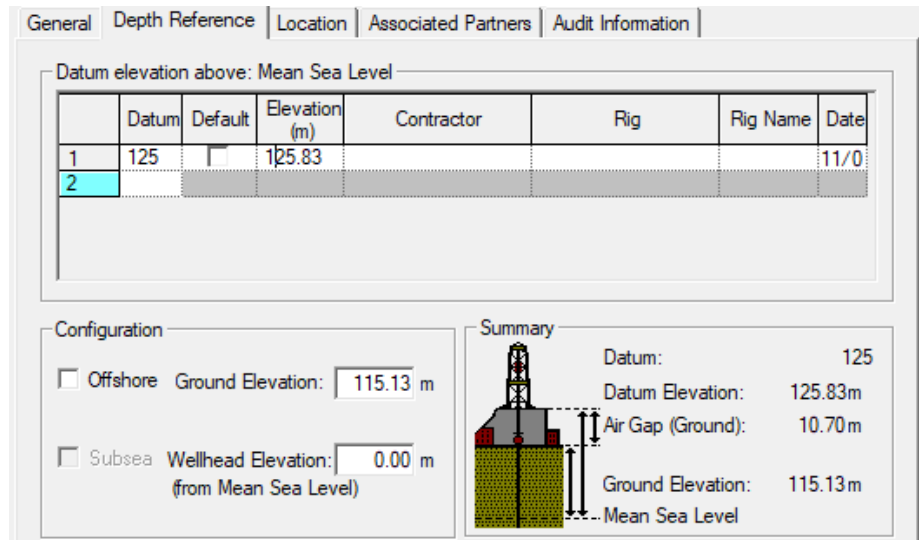


Figure IV-2: Information du référence

➤ **Type de fluides (Fluids editor)**

Saisie de données utilisée pour définir les propriétés du fluide de forage telles que le type de base du fluide, le modèle de rhéologie, la densité, la viscosité et le seuil de cisaillement (yield point), comme indiqué dans la figure IV-3.

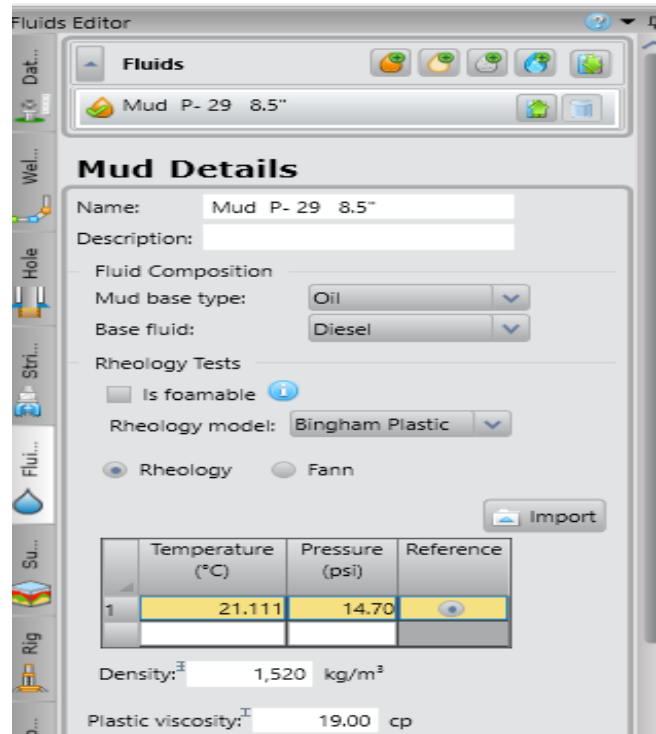


Figure IV-3: Propriétés du fluide

➤ **Spécifications du rig (Rig equipments)**

C'est utilisé pour définir les informations sur les limites mécaniques, notamment la capacité de levage de la plate-forme et la puissance de torque rotatif.

De plus, les informations sur le système de circulation comprennent la pression de travail nominale pour l'équipement de surface, le (BOP), la perte de pression en surface et les spécifications des pompes à boue, comme indiqué dans la figure IV-4.

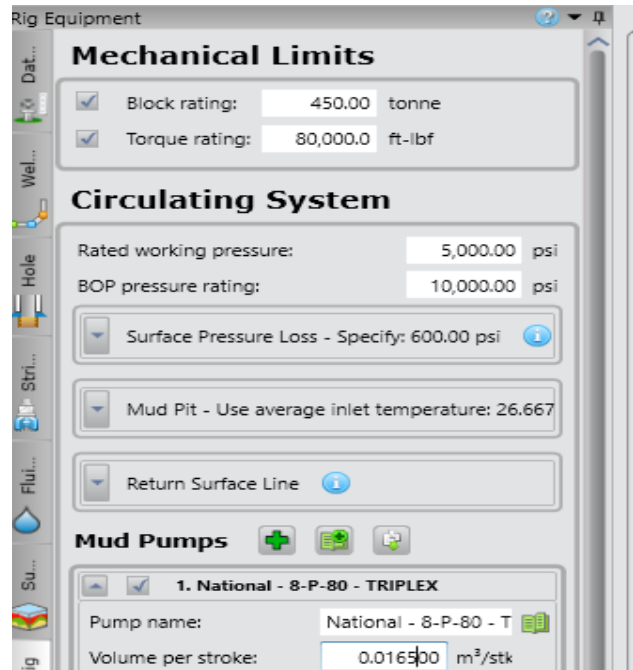


Figure IV-4: Spécifications du rig

➤ **L'éditeur de la section du puits (Hole section editor)**

C'est utilisé pour saisir les informations sur la colonne riser, les tubages et liner, les sections de trou non tubées, les facteurs de frottement pour les sections tubées et non tubées, comme indiqué dans la figure IV-5.

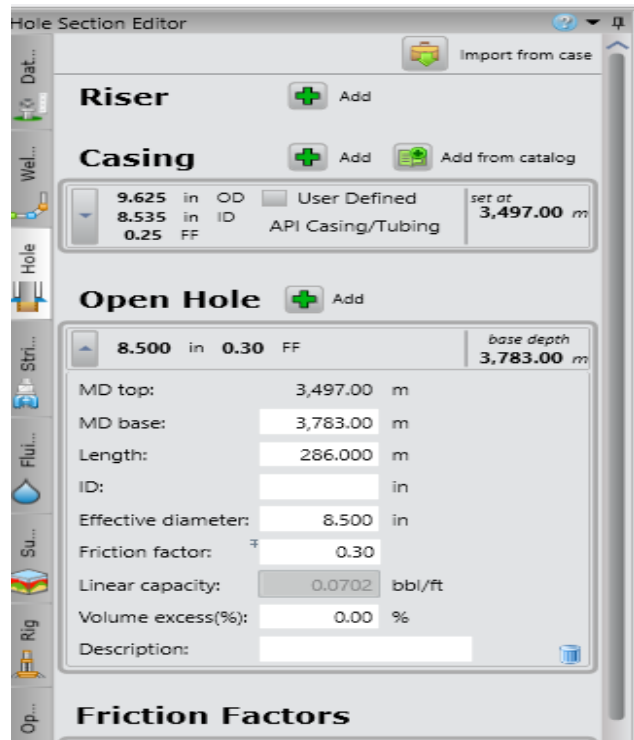


Figure IV-5: L'éditeur du section du puits

➤ **L'éditeur de paramètres opérationnels (Operational parameters)**

C'est utilisé pour définir les opérations qui apparaissent dans divers outputs avec les paramètres nécessaires pour générer ces outputs.

Comme indiqué dans la figure IV-6, sélectionnez le type d'analyse et saisissez les paramètres à utiliser dans l'analyse.

Les options disponibles sont la descente, la remontée, la rotation sur fond, le forage en glissement, backreaming et la rotation hors du fond.

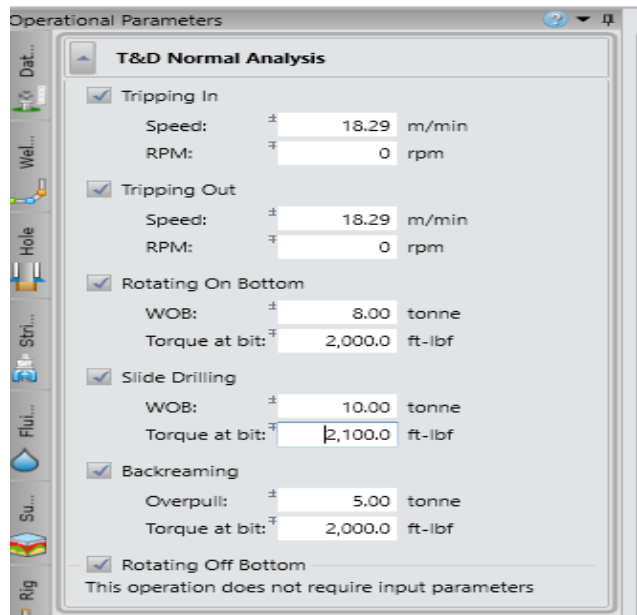


Figure IV-6: L'éditeur de paramètres opérationnels

➤ **L'éditeur de garniture (Drill string components)**

Ça permet d'accéder à l'éditeur de la garniture de forage qui est utilisé pour définir les détails des composants tels que la longueur, la taille, le poids, le couple de montage (make up torque), la limite d'élasticité minimale, la marge de surtension (over pull margin) et la profondeur de la BHA et des tiges de forage comme indiqué dans la figure IV-7.

The screenshot shows the 'String Editor' window with the following data table:

	Section Type	Length (m)	MD (m)	OD (in)	ID (in)
1	Drill Pipe	3,455.240	3,455.24	5,500	4,778
2	Sub	0.810	3,456.05	3,000	2,250
3	Heavy Weig	46.210	3,502.26	5,000	3,000
4	Jar	10.510	3,512.77	6,500	2,375
5	Heavy Weig	247.190	3,759.96	5,000	3,000
6	Sub	2.160	3,762.12	6,640	2,750
7	Stabilizer	1.750	3,763.87	6,500	2,810
8	Drill Collar	5.080	3,768.95	6,900	1,920

Below the table, the 'Details for the selected Drill Pipe' section shows:

- Type: Drill Pipe
- Description: Drill Pipe 5 1/2 in, 21.90 ppf, E, FH, 1

The interface also includes tabs for 'String', 'Standoff Devices', and 'Inner String', and various control buttons for adding, deleting, and moving components.

Figure IV-7: L'éditeur de garniture.

La section 8.5 ” du puits a été planifiée et forée avec deux BHA. La première section a été réalisée avec le PDM (positive displacement motor) de 3497 à 3677 m MD, comme indiqué dans les tableaux suivants :

Tableau IV-1: BHA du PDM de la section 8.5 ”

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	8 1/2" PDC Bit	13601241	6.500	2.000	8.500	102.38	P 4-1/2" REG		0.27	0.27
2	6 3/4" TerraForce Lobe 4/5 - 7.0 stg	10643189	6.750	4.437		84.60	B NC 50	B 4-1/2" REG	8.07	8.34
	Btm Sleeve protector				7.500					
3	6 3/4" Non Mag Pony 6.3/4" NM Pony Collar	150336	6.750	1.750		103.40	B NC 50	P NC 50	2.75	11.09
4	6 3/4" MWD HOS	11361794	6.750	2.000		111.25	B NC 50	P NC 50	1.91	13.00
5	8 3/8" String Stabilizer	0.6666	6.500	2.813	8.438	91.91	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	1.75	14.75
6	Downhole Screen	102025	6.750	2.750		101.71	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	1.25	16.00
7	Float Sub	10553846	6.640	2.750		97.77	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	0.91	16.91
8	Circ Sub	10553841	6.600	2.750		96.35	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	0.80	17.71
9	27x 5" X 3" HWDP #49.3		5.000	3.000		49.30			247.19	264.90
10	6-1/2" Drilling Jar		6.500	2.375		97.99	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	5.64	270.54
11	5x 5" X 3" HWDP #49.3		5.000	3.000		49.30			46.21	316.75
12	X-Over Sub		5.000	3.000		42.83			0.80	317.55
13	5-1/2" X 4.67" - 24.7# 7-1/2" X 3" FH		5.500	4.670		28.87			3250.00	3567.55
Total:									3567.55	

La deuxième section a été forée avec un système RSS (rotary steerable system) de 3677 à 3783.

Tableau IV-2: BHA RSS de la section 8.5 ”

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	8 1/2" PDC Bit	13777925	6.000	2.250	8.500	82.81	P 4-1/2" REG		0.27	0.27
2	Geo-Pilot 7600 EDL 140C 18KSI	10839738	7.625	1.490	8.250	114.40	B 4-1/2" IF	B 4-1/2" REG	7.08	7.35
	Stabilizer				8.375					
	Ref Housing Stabilizer				8.250					
3	6 3/4" DM Flex Collar	12591957	6.750	3.125		103.40	B NC 50	P NC 50	2.78	10.13
	DM Sonde		1.750							10.13
4	8 3/8" ILS	11806558	6.750	3.000	8.375	97.86			0.59	10.72
5	X-Over Sub	958710	6.750	3.000		97.86			0.61	11.33
6	6 3/4" DGR Collar	11603147	6.750	1.920		97.80	B NC 50	B NC 50	1.39	12.72
	Wear Band				7.375					
7	6 3/4" PWD	13248304	6.750	1.905		96.30	B NC 50	P NC 50	1.33	14.05
	Wear Band				7.375					
8	6 3/4" HCIM Collar	13466401	6.750	1.920		101.70	B NC 50	P NC 50	2.05	16.10
	HCIM Insert									16.10
9	6 3/4" TM Collar	12185806	6.900	3.250		103.60	B NC 50	P NC 50	3.03	19.13
10	8 7/16" String Stabilizer	06666	6.500	2.810	8.375	91.95	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	1.75	20.88
11	Downhole Screen	107630	6.810	2.780		103.45	B NC 50	P NC 50	1.25	22.13
12	Float Sub	10553846	6.640	2.750		97.77	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	0.91	23.04
13	27x 5" X 3" HWDP #49.3		5.000	3.000		49.30			247.19	270.23
14	6-1/2" Drilling Jar		6.500	2.375		97.99	B 4-1/2" IF	P 4-1/2" IF	10.51	280.74
15	5 x 5" X 3" HWDP #49.3 - NC50(IF)		5.000	3.000		49.30			46.21	326.95
16	X-Over Sub		3.000	2.250		10.54	B 4-1/2" FH	P 4-1/2" IF	0.81	327.76
17	5-1/2" X 4.67" - 24.7# 7-1/2" X 3" FH		5.500	4.670		28.87			3482.00	3809.76
Total:									3809.76	

➤ **L'éditeur du trajectoire (Well path editor)**

La section verticale, les données de surveillance et de tortuosité peuvent être définies. Les données de la profondeur mesurée (MD), l'inclinaison (Inc) et l'azimut (Azi) doivent être saisies pour chaque profondeur, comme illustré à la figure IV-8.

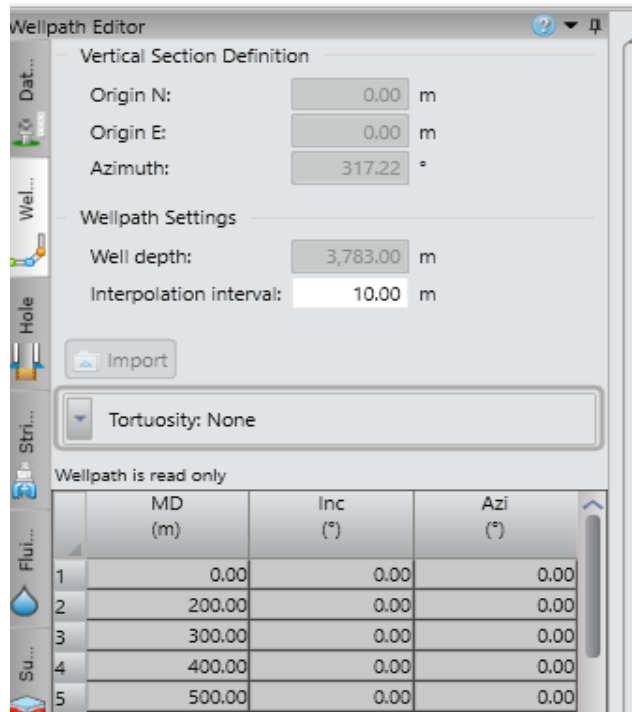


Figure IV-8: L'éditeur du trajectoire.

D'autres informations courantes sur la trajectoire du puits sont calculées automatiquement et peuvent être consultées à l'aide du tableau Trajectoire du puits, comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau IV-3: Informations sur la trajectoire du puits

MD	Inc	Azi	TVD	DLS	AbsTort	Vsect	North	East	Build	Walk
(m)	(°)	(°)	(m)	(°/100ft)	(°/100ft)	(m)	(m)	(m)	(°/100ft)	(°/100ft)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0
300	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0
400	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0
500	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0
600	0	0	600	0	0	0	0	0	0	0
700	0	0	700	0	0	0	0	0	0	0
800	0	0	800	0	0	0	0	0	0	0

900	0	0	900	0	0	0	0	0	0	0
1,000.00	0	0	1,000.00	0	0	0	0	0	0	0
1,100.00	0	0	1,100.00	0	0	0	0	0	0	0
1,200.00	0	0	1,200.00	0	0	0	0	0	0	0
1,300.00	0	0	1,300.00	0	0	0	0	0	0	0
1,400.00	0	0	1,400.00	0	0	0	0	0	0	0
1,500.00	0	0	1,500.00	0	0	0	0	0	0	0
1,600.00	0	0	1,600.00	0	0	0	0	0	0	0
2,000.00	0	0	2,000.00	0	0	0	0	0	0	0
2,300.00	0	0	2,300.00	0	0	0	0	0	0	0
2,600.00	0	0	2,600.00	0	0	0	0	0	0	0
2,900.00	0	0	2,900.00	0	0	0	0	0	0	0
3,200.00	0	0	3,200.00	0	0	0	0	0	0	0
3,400.00	0	0	3,400.00	0	0	0	0	0	0	0
3,520.60	1.57	320.18	3,520.58	0.4	0.01	1.65	1.27	-1.06	0.4	0
3,530.00	3.05	316.75	3,529.98	4.82	0.03	2.03	1.55	-1.31	4.8	-11.12
3,540.60	4.2	317.69	3,540.56	3.31	0.04	2.7	2.04	-1.77	3.31	2.7
3,552.00	5.27	316.03	3,551.92	2.88	0.05	3.64	2.73	-2.41	2.86	-4.44
3,562.10	6.18	309.15	3,561.97	3.44	0.05	4.64	3.41	-3.15	2.75	-20.76
3,572.60	7.63	306.15	3,572.39	4.34	0.07	5.89	4.17	-4.16	4.21	-8.71
3,580.10	8.31	311.57	3,579.82	4.12	0.08	6.91	4.83	-4.96	2.76	22.03
3,590.00	9.63	313.39	3,589.60	4.16	0.09	8.45	5.87	-6.1	4.06	5.6
3,600.00	11.35	317.15	3,599.43	5.64	0.1	10.27	7.17	-7.38	5.24	11.46
3,609.80	12.49	318.3	3,609.02	3.62	0.11	12.29	8.66	-8.74	3.55	3.58
3,620.40	13.49	317.69	3,619.35	2.9	0.12	14.68	10.43	-10.33	2.88	-1.75
3,630.00	12.49	318.3	3,628.70	3.2	0.13	16.83	12.04	-11.78	-3.17	1.94
3,640.10	16.69	317.2	3,638.47	12.7	0.16	19.38	13.92	-13.49	12.67	-3.32
3,650.30	18.11	318.04	3,648.21	4.31	0.18	22.43	16.17	-15.55	4.24	2.51
3,660.40	19.65	317.6	3,657.76	4.67	0.19	25.7	18.59	-17.74	4.65	-1.33
3,676.00	20.98	317.71	3,672.39	2.6	0.2	31.11	22.6	-21.39	2.6	0.21
3,690.10	23.44	317.82	3,685.44	5.32	0.22	36.44	26.54	-24.97	5.32	0.24

3,705.10	26.32	318.21	3,699.05	5.86	0.24	42.75	31.23	-29.19	5.85	0.79
3,720.10	29.23	318.22	3,712.32	5.91	0.26	49.74	36.45	-33.85	5.91	0.02
3,735.00	31.76	318.16	3,725.16	5.18	0.28	57.3	42.08	-38.89	5.18	-0.12
3,750.00	34.8	317.37	3,737.70	6.24	0.31	65.53	48.17	-44.42	6.18	-1.61
3,765.10	37.35	317.02	3,749.90	5.16	0.33	74.42	54.69	-50.46	5.15	-0.71
3,773.10	38.98	316.66	3,756.19	6.27	0.34	79.36	58.3	-53.85	6.21	-1.37
3,783.00	41	316.4	3,763.77	6.24	0.35	85.72	62.92	-58.22	6.22	-0.8

➤ Paramètres d'analyse (Analysis settings)

Utilisez cette option pour configurer les paramètres d'analyse concernant les outputs que vous avez ajoutées à la zone d'outputs. Seuls les paramètres d'analyse ou options requis pour les outputs sélectionnés sont affichés dans cet section. Si les paramètres ne sont pas requis pour le graphique affiché, la section ne sera pas visible.

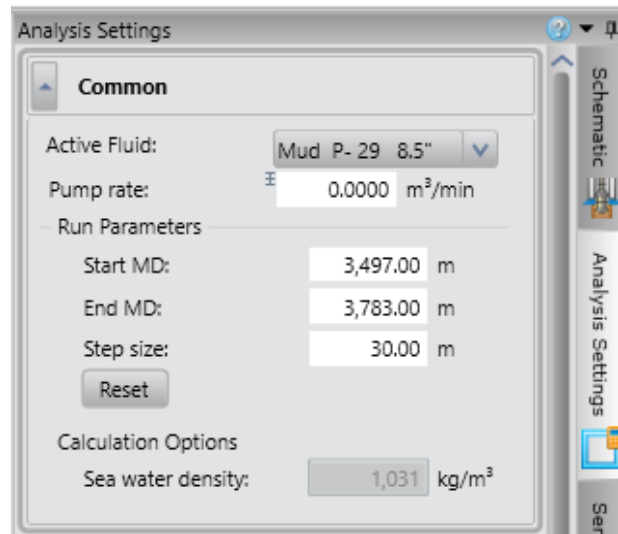


Figure IV-9: Paramètres d'analyse

IV.3. Les modules du Torque and Drag

Le module Torque & Drag peut être utilisé pour prédire les poids mesurés et les couples attendus lors des opérations suivantes :

- Tripping in
- Tripping out
- Rotating on bottom
- Rotating off bottom
- Sliding drilling
- Backreaming

Ces informations peuvent être utilisées pour déterminer si le puits peut être foré ou pour évaluer ce qui se produit pendant le forage d'un puits. Ce module peut être utilisé pour analyser les trains de tiges, les tubages et les liners.

➤ **Tension effective (Effective Tension)**

La tension effective peut être utilisée pour déterminer quand le flambage peut se produire. Lorsque la courbe de charge de tension effectif pour un mode d'opération particulier croise la courbe de charge de flambage, la garniture commencera à flamber. Si la courbe de tension effectif pour un mode d'opération particulier dépasse la courbe de limite de tension, le train de tiges est susceptible de se rompre à ce point.

➤ **Moment (Torque)**

Ce graphe affiche le torque et le couple de serrage (make up torque) pour la garniture. Si la courbe de torque pour un mode d'opération particulier dépasse la limite de couple à la même profondeur mesurée, les tools joints des tiges risquent d'être soumis à un couple excessif ou de se rompre.

➤ **Force latéral (Side Force)**

Ce graphe affiche la force latérale par unité de longueur dans toutes les sections de la garniture.

➤ **Fatigue (Fatigue)**

Ce graphe représente la profondeur mesurée en fonction du rapport de fatigue de la garniture. Le rapport de fatigue est le rapport entre les contraintes de flexion et de flambage calculées et la limite d'endurance en fatigue de la tige.

➤ **Poids sur le crochet (Hookload)**

Ce graphe montre les limites de résistance à la traction ou à la compression à chaque profondeur analysée de la garniture de forage. À partir du graphe, vous pouvez déterminer la charge qui fera défaillir la garniture, mais vous ne pourrez pas déterminer où la défaillance s'est produite dans la garniture.

➤ **Moment en surface (Torque point)**

Ce graphe affiche le couple maximal trouvé en surface pour tous les modes de rotation sélectionnés. Seule l'intervalle de profondeur mesurée spécifié dans la section des paramètres de l'exécution est couvert.

➤ **Poids minimal sur le trépan (Minimum weight on bit)**

Ce graphe affiche le poids minimal sur le trépan pour initier le flambage sinusoïdal ou hélicoïdal à n'importe quel point de la garniture pour une plage de profondeurs du l'outil.

➤ **Calibration du friction (Friction calibration)**

Ce graphe permet d'étalonner les facteurs de frottement à l'intérieur d'une section. Les sections peuvent être créées pour un ou plusieurs intervalles de profondeur mesurée. Les facteurs de frottement peuvent être ajustés manuellement pour obtenir la meilleure correspondance de courbe avec les données de charge(s) réelles.

➤ **Manoeuvres remontée /descente (Slack off/pick up)**

Ce graphe montre les limites de résistance à la traction ou à la compression à chaque profondeur analysée de la garniture. À partir du graphe, vous pouvez déterminer la charge qui fera défailler la colonne de travail, mais vous ne pourrez pas déterminer où la défaillance s'est produite dans la colonne.

➤ **Les détails du modèle hybride (Hybrid model details)**

Ce tableau fournit des détails sur les moments de flexion, les forces de cisaillement et de contact. Le modèle de torque et du drag classique utilise une courbure constante du puits et suppose un contact continu de la garniture à l'intérieur du puits. Ces trajectoires impliquent que le moment de flexion ne varie pas de manière régulière aux points de surveillance, ce qui signifie que certaines forces de contact et charges axiales sont négligées dans le modèle.

➤ **Analyse de la garniture (String analysis)**

Ce graphe affiche les données de charge et de contrainte de cet endroit pour le mode opérationnel sélectionné. Toute défaillance due à la contrainte, au flambage et au torque est indiquée.

CHAPITRE V: RESULTATS ET DISCUSSION

V.1. Torque and drag

V.1.1. Rotation sur fond (Rotation on bottom)

La simulation du torque et du drag suivante est pour le RSS dans la section déviée 8.5". La figure V-1 montre que le poids sur l'outil pendant le forage du tronçon (3677-3783 m) avec le RSS se varie entre 7 et 14 tonnes, donc les simulations de torque et du poids sur crochet (Hookload) sera avec cette plage des valeurs, et avec débit du 1800 l/min. On note que le poids sur l'outil opérationnel du RSS est plus grand que celui du PDM pour deux raisons :

➤ **Exigences de couple et de puissance :**

Augmenter le WOB entraîne généralement une augmentation des exigences de couple et de puissance pour le PDM. Le moteur doit fournir une force de rotation supplémentaire pour entraîner l'outil dans la formation. Si le WOB dépasse les capacités du PDM, cela peut entraîner des demandes excessives de couple ou de puissance pouvant provoquer un calage du moteur, une diminution des performances ou une usure prématurée.

➤ **Efficacité hydraulique :**

L'efficacité hydraulique du PDM peut également être impactée par un WOB plus élevé. Le débit et la pression de la boue fournis au moteur peuvent nécessiter des ajustements pour accueillir la charge accrue. Une optimisation hydraulique appropriée est essentielle pour garantir un transfert d'énergie efficace et des performances optimales du moteur.

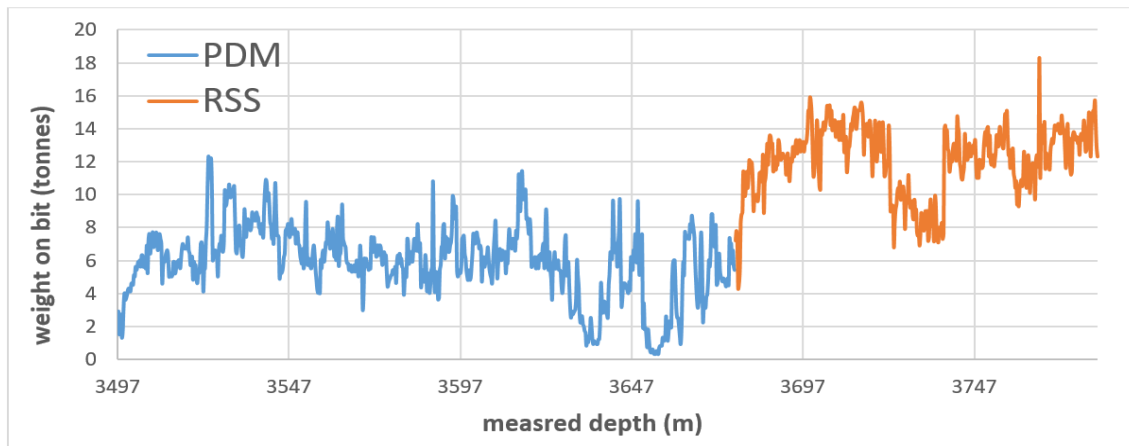


Figure V-1 : P-29 WOB opérationnel de la section 8.5"

V.1.1.1 Poids au crochet (Hookload)

Le graphe suivant représente le poids au crochet (tonnes) de la simulation et les données réelles en fonction de la profondeur mesurée (mètres) pendant la rotation sur le fond du puits. En analysant le graphique pour les valeurs données du poids sur l'outil, il devient évident que les valeurs réelles de poids au crochet se situent dans une plage spécifique qui correspond aux tendances simulées de la section forée entre 3677 et 3783 mètres.

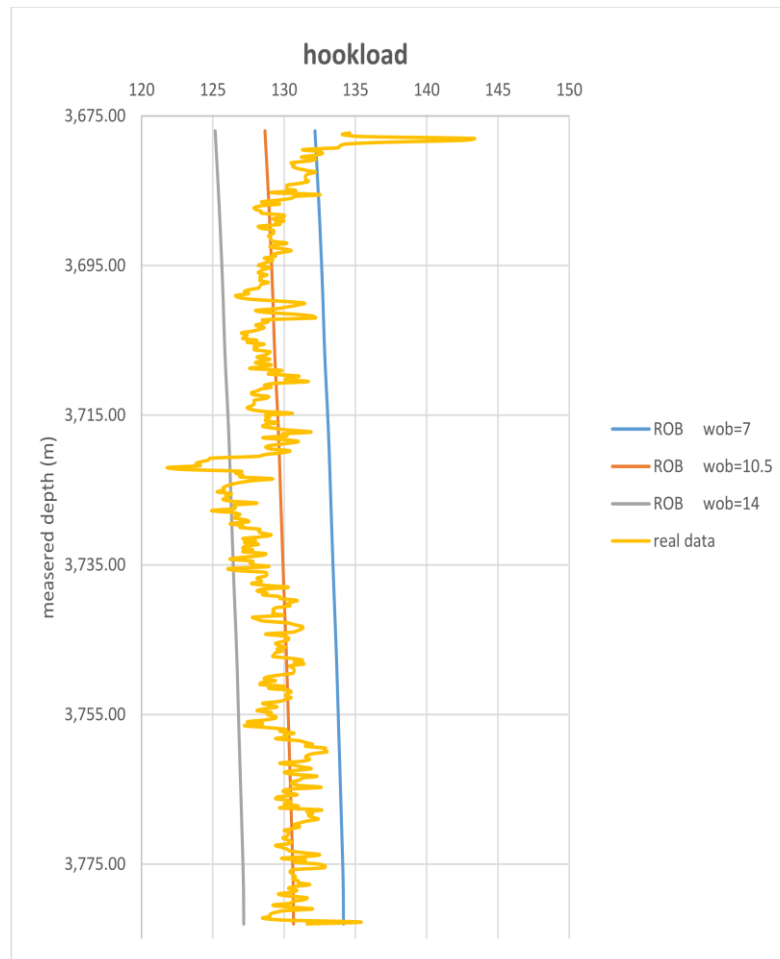


Figure V-2: Poids sur le crochet pendant le forage

V.1.1.2 Torque (Torque point graphe)

Pour la prédiction des valeurs du torque maximal qu'on peut avoir en surface, l'analyse de sensibilité pour cette simulation a été réalisée avec 27 valeurs différentes d'entrées pour le poids sur l'outil (7, 10,5, 14 tonnes), le torque à l'outil (2000, 3000, 4000 ft-lbf) et les facteurs de friction (0,1,0,25,0,4 FF), la simulation a donné une bonne prédiction des valeurs maximales de torque en surface avec 10% des valeurs erratiques en raison des vibrations et le phénomène du stick and slip.

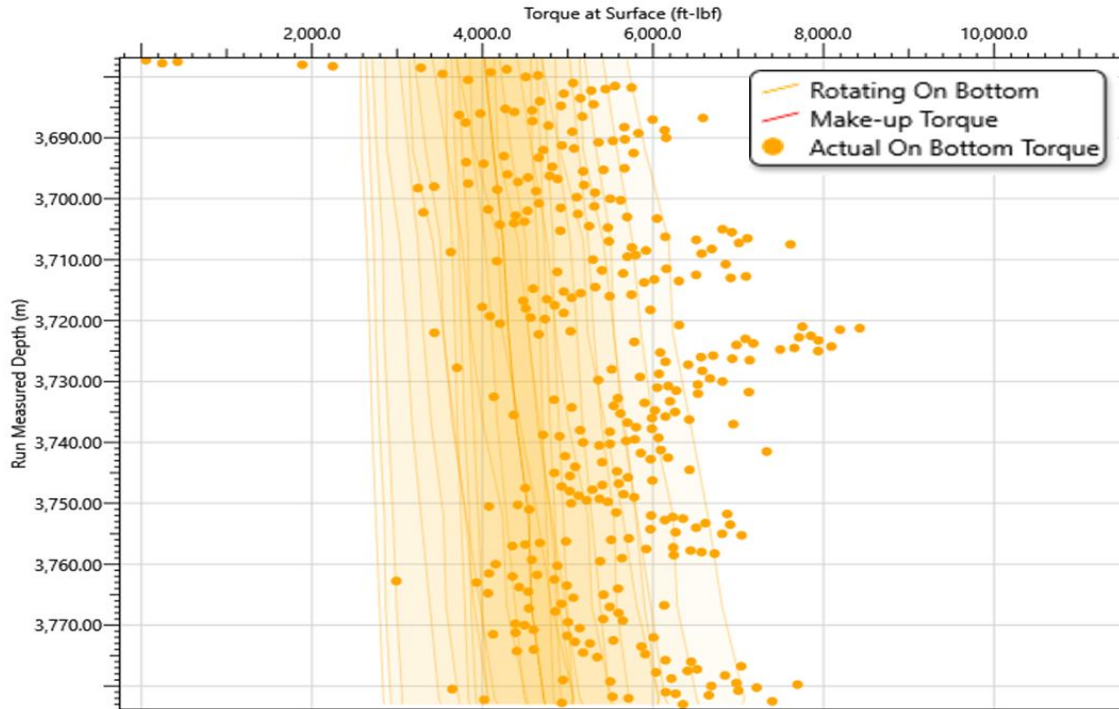


Figure V-3: Simulation du torque maximal en surface .

V.1.1.3 Le graphe du torque (Torque Plot)

Le torque de la garniture pendant les opérations de rotation hors fond, de rotation sur le fond, les manœuvres de remontées ou de descente et le backreaming dans le puits P-29 est illustré dans le graphe du torque (figure V-4). Le graphe du torque montre que la limite de torque n'est pas dépassée et les raccords (tools joints) ne risquent pas d'être trop sollicités ou de se casser. De plus, le couple de rotation sur le fond est plus élevé que celui des autres opérations.

Le torque en surface a la valeur la plus élevée par rapport à la valeur du torque en tout point de la garniture de forage, et cette valeur diminue avec l'augmentation de la profondeur mesurée jusqu'à atteindre la valeur minimale au niveau du l'outil, ce qui est connu sous le nom de torque sur le l'outil (Torque on bit), les valeurs de torque pendant les manœuvres sont nulles car il n'y a pas de rotation de la colonne de forage.

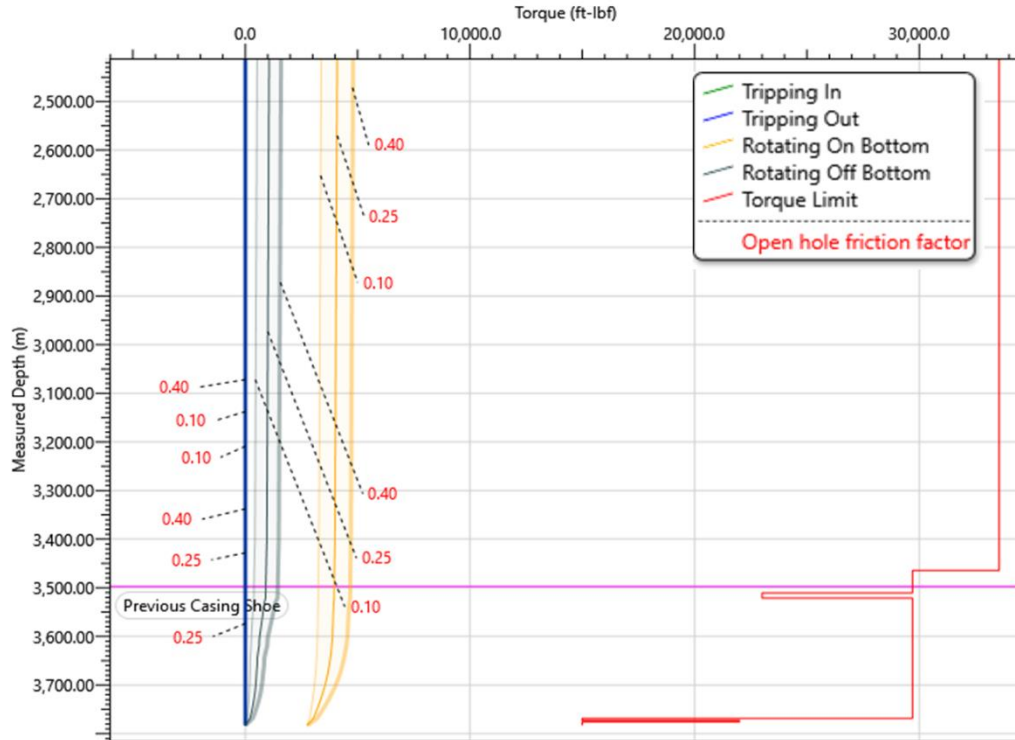


Figure V-4: Graph du simulation du torque en garniture

V.1.2. La descente de la garniture (Tripping in)

Nous avons illustré dans ce graphe le poids de la garniture (hookload plot) réelle en surface, ou à un point d'intérêt lorsque le fond de la garniture de forage se trouve à chaque profondeur spécifiée dans la section "Paramètres d'analyse". Les résultats sont affichés pour les opérations activées dans la section des opérations.

La simulation de nouveau a donné des résultats acceptables par rapport à la valeur réelle de la charge de crochet pendant la descente.

L'analyse de sensibilité pour différents facteurs de friction a montré un effet mineur sur les valeurs simulées de la charge de crochet, ce qui peut être attribué à l'effet de la longueur de cette section ainsi qu'au faible changement d'inclinaison du puits.

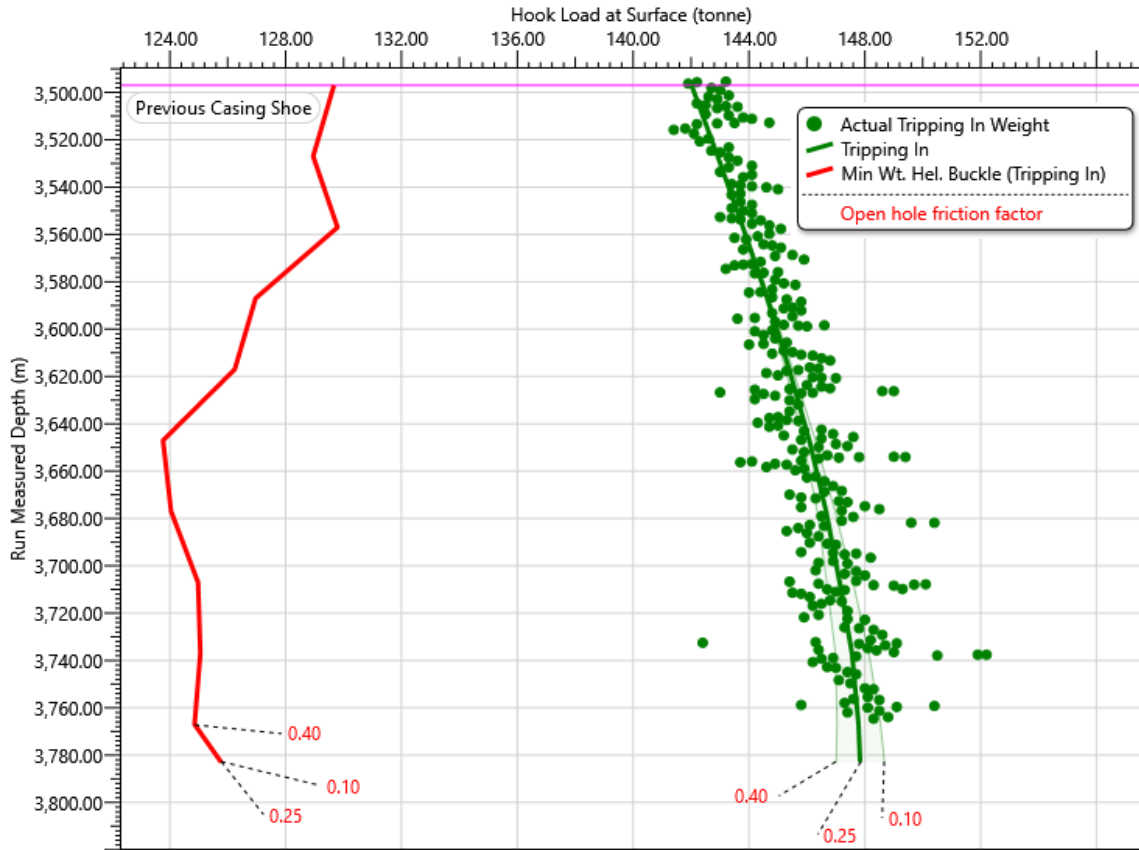


Figure V-5: Simulation du poids du descente

La visualisation des données réelles de la charge de crochet pendant la descente montre quelques pics sur la courbe de tendance, cela est dû au fait qu'après avoir retiré les tiges de forage une fois qu'elles ont été immobiles, le foreur observe un pic supplémentaire de poids après que les tiges ont été libérées des cales, puis le fait de l'immerger dans la boue de forage entraîne une diminution du poids.

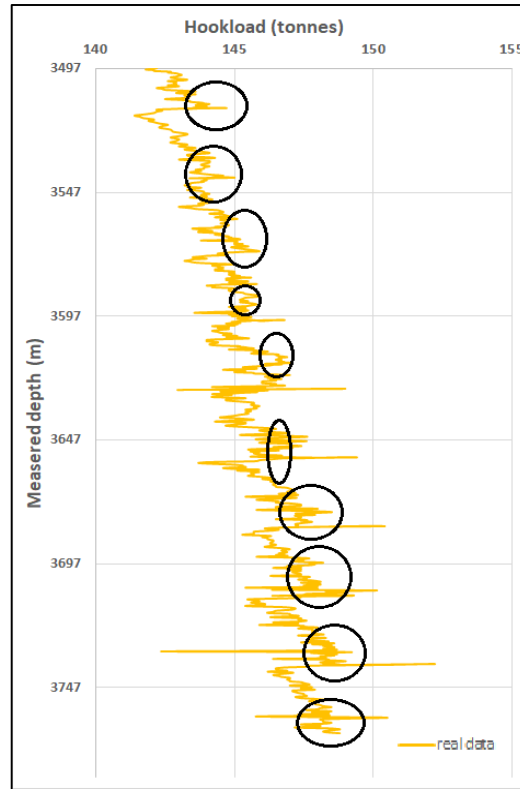


Figure V-6: Poids réelle du descente

V.1.3. La remontée de la garniture (Tripping out) :

Cette figure montre la charge de crochet pendant la remontée des tiges de forage pour différents facteurs de friction de 3783-3500 m de profondeur mesurée (MD). Elle montre une correspondance parfaite avec les données réelles sur le terrain, ce qui valide la simulation.

La simulation n'a pas montré de divergence importante dans les valeurs de charge de crochet avec les différents facteurs de friction, car l'écart a commencé à 3510 m. On sait que la section verticale ne donne pas une différenciation vraiment importante dans la valeur simulée de la charge au crochet.

Les valeurs réelles illustrées de la charge de crochet pendant la sortie des tiges de forage montrent 5 surcharges (overpulls) qui vont de 3 à 18 tonnes, ce qui nécessite une opération de backreaming pour surveiller l'état du trou.

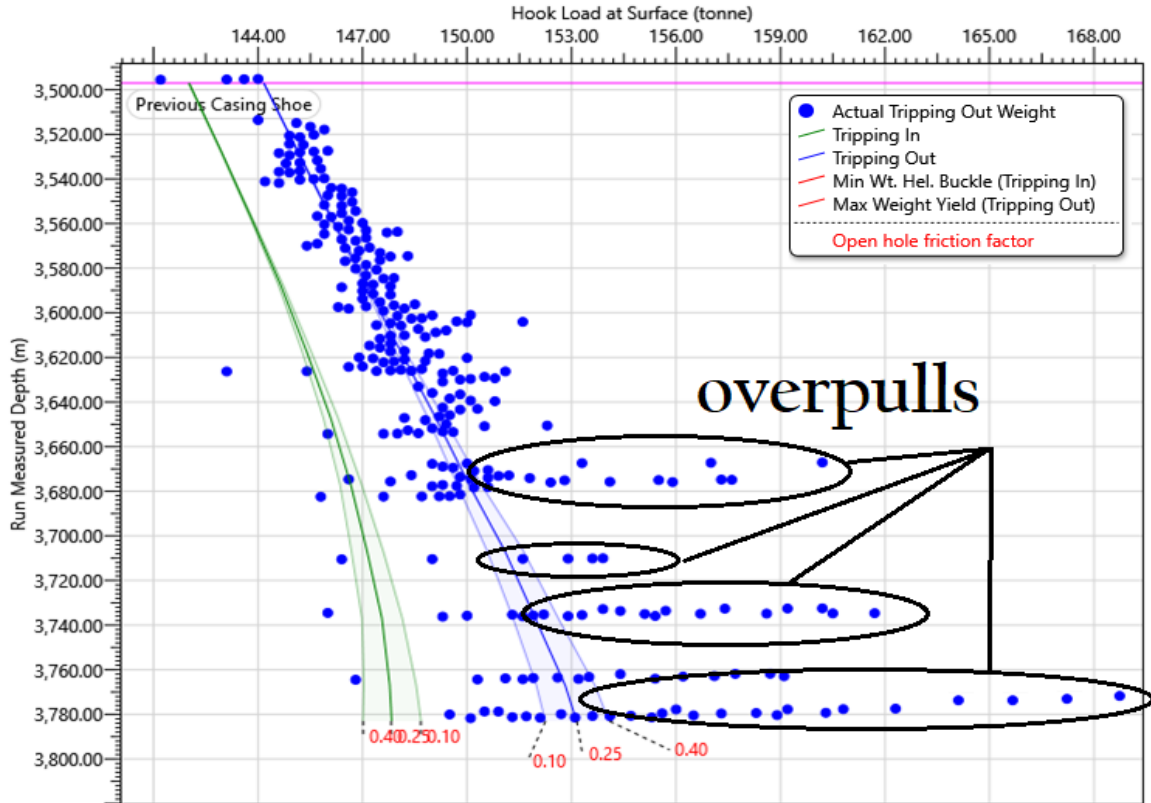


Figure V-7: Simulation du poids du remontée

V.1.4. Tension effective (Effective tension)

La tension effective pendant les opérations de descente et de remontée peut être utilisée pour déterminer quand le flambage de la garniture de forage peut se produire. Les charges requises pour le flambage sinusoïdal ou hélicoïdal de la colonne de forage pendant les manœuvres sont indiquées dans la figure V-8.

La colonne de forage ne flambera pas lors de ces opérations, car la tension effective n'excède pas la charge de flambage et la limite de tension (la limite élastique minimale des composants de la colonne de forage).

Nous avons la tension effective de l'opération de rotation sur le fond la plus proche des limites de flambage, car lors de ce mode opératoire particulier, une partie du poids est transmise à l'outil, ce qui entraîne une compression précoce.

De plus, les figures montrent que la tension effective lors de la descente est inférieure à celle de la remontée, ce qui augmente la probabilité de flambage de la colonne de forage lors de la descente. Il est donc nécessaire de prendre des précautions extrêmes lors de la mise en place, car la colonne de forage sera très proche du flambage à 3390 m de profondeur mesurée (MD).

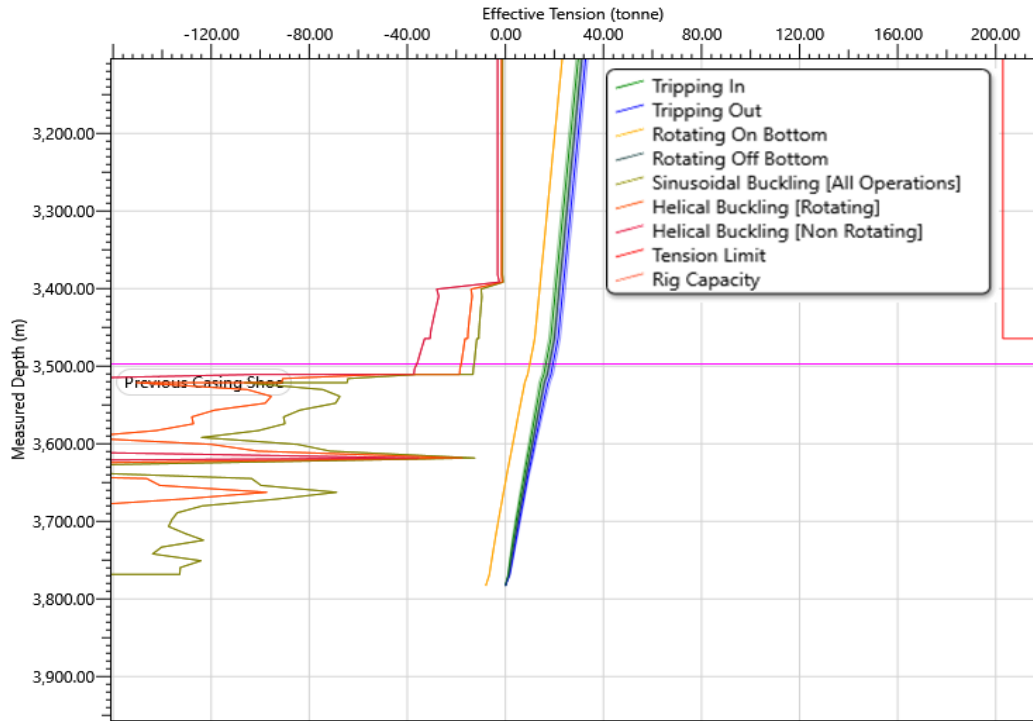


Figure V-8: Tension effectif en différent opérations

V.1.5. Le schéma dévié du torque et du drag (Torque an drag deviated schematic)

Nous avons utilisé ce graphique pour afficher la position de la colonne de forage dans le puits pour les analyses de colonne lisse et rigide, et on a examiné la répartition des forces latérales pour différentes opérations de descente, de remontée et de rotation sur le fond

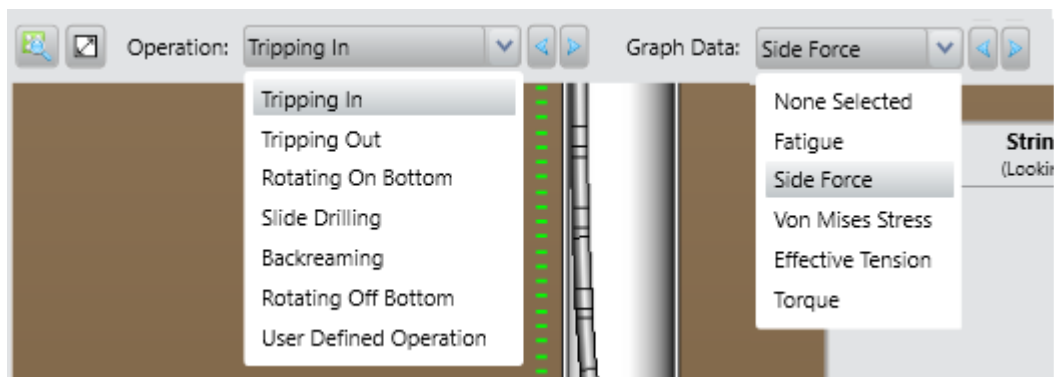


Figure V-9: Les options du schéma déviée

La simulation du modèle de colonne lisse n'a pas pris en compte la rigidité de la colonne de tiges et a supposé qu'elle se trouvait toujours du côté bas du puits et dans toutes les opérations (figure V-10).

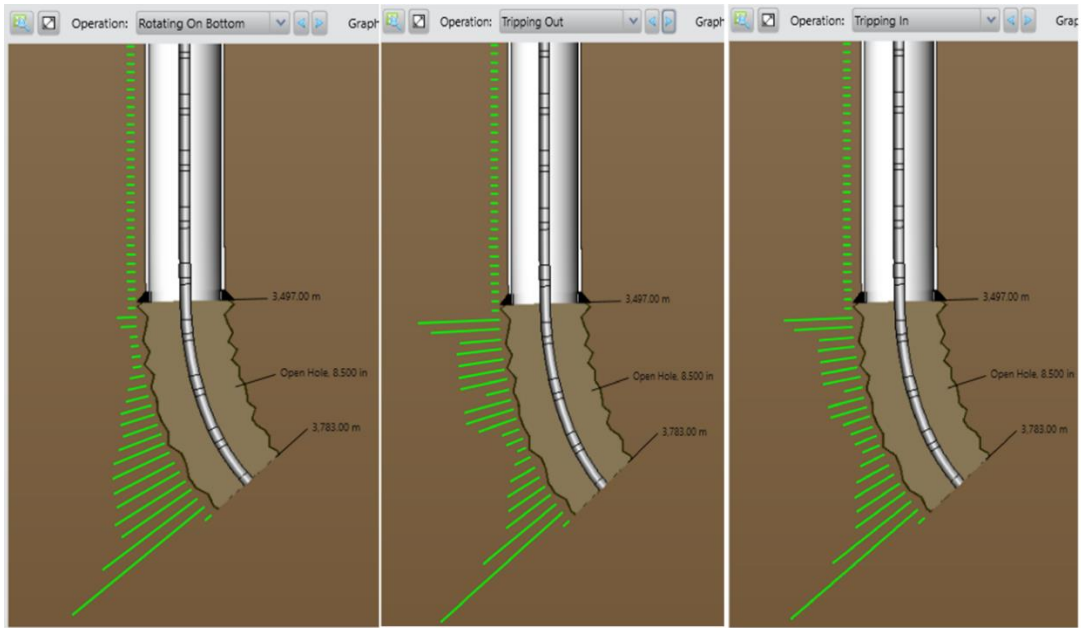


Figure V-10: Distribution du forces latéral avec modèle lisse

La simulation avec le modèle de colonne rigide a pris en compte les forces latérales générées en raison de la résistance à la flexion de la colonne des tiges, ce qui a entraîné des forces latérales du côté haut du trou (figure V-11)

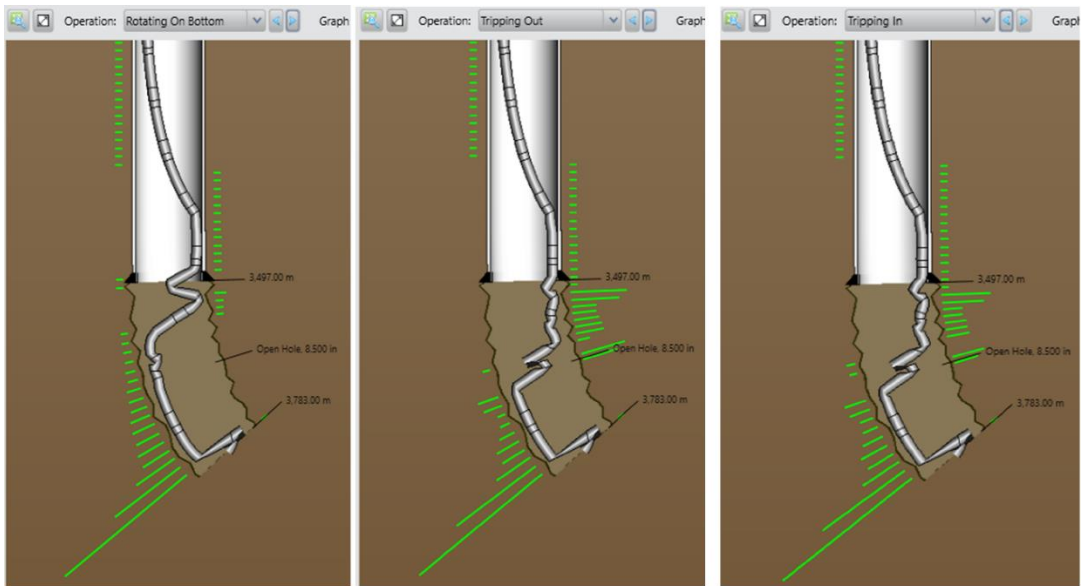


Figure V-11: Distribution du forces latéral avec modèle rigide

L'amplitude des forces latérales est affichée sous forme de barres de couleur verte dans les figures précédentes. Lorsque la contrainte ou la fatigue atteint la limite, les barres commenceront à devenir rouges. Les barres seront rouges lorsque la limite de contrainte ou de fatigue est atteinte.

V.2. La simulation de l'usure du 7" liner (Casing Wear)

La prédiction de l'usure du tubage présente plusieurs avantages et impacts positivement l'industrie. Elle permet d'obtenir des résultats bénéfiques d'un point de vue opérationnel, financier, de conception d'ingénierie, d'utilisation judicieuse des ressources matérielles, de réduction du temps non productif (NPT) grâce à une meilleure intégrité du tubage ou à une diminution des cas de défaillance du tubage, etc. Des prédictions efficaces peuvent être utilisées pour prévenir les défaillances du tubage dues à l'usure, qui, si elles ne sont pas maîtrisées, peuvent avoir des conséquences néfastes.

De plus, le surdimensionnement des conceptions de tubage peut être réduit. La connaissance préalable de l'usure potentielle du tubage permet une meilleure clarté dans la planification et l'exécution des programmes de forage.

Nous avons utilisé le logiciel CasingWearTM pour estimer la quantité d'usure (dommages) survenue sur le tubage de 7" à la suite des différentes opérations réalisées dans cette section.

Le liner hanger 7" a été installé à 2671 m de profondeur mesurée (MD), et le sabot a été mis en place à 3781 m de profondeur mesurée (MD).

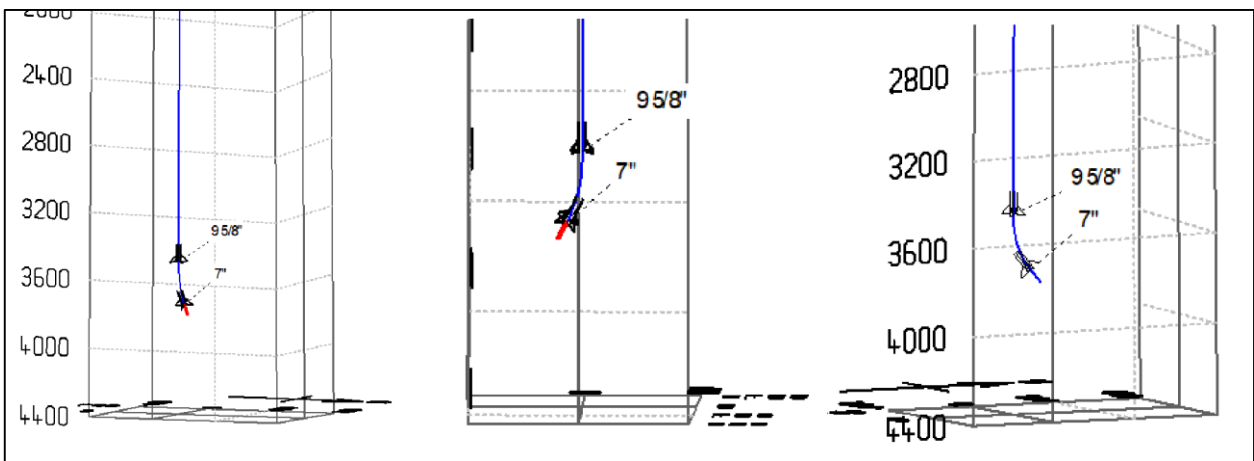


Figure V-12: Représentation 3D de la section 6"

La section 6" pouces (figure V-12) a été forée de 3783 à 3846 m avec un PDM, maintenant l'inclinaison à 41 degrés. Les opérations de remontée, descente, backreaming et de rotation hors du fond ont été effectuées pendant cette section.

	Operation Name	Operation Type	Section Start MD (m)	Section End MD (m)	Fluid	String	Prior Wear
1	Oper #1	Drilling	3,783.00	3,843.69	Mud P-2	Assembly	None
2	Oper #1	Backreami	3,843.69	3,780.00	Mud P-2	Assembly	Oper #
3	Oper #3	Rotating C	3,842.00	3,842.00	Mud P-2	Assembly	Oper #

Figure V-13: Les opérations dans la section 6”

Nous avons effectué l'analyse de l'usure du tubage pour trois opérations qui ont eu lieu pendant le forage de la section de trou de 6”. La première opération consiste à forer de 3783 à 3843 m de profondeur mesurée (MD), en maintenant l'inclinaison à 41 degrés et en supposant qu'il n'y avait aucune usure préalable sur le tubage de 7”. Nous avons utilisé l'ensemble suivant :

Tableau V-1: BHA du PDM 6 ”

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	Diamond Impreg Bit		4.750	2.000	6.000	49.69	P 3-1/2" REG		0.29	0.29
2	4 3/4" Perf. Terraforce Lobe 2/3 - 8.0 stg		4.750	3.197		42.06	B 3-1/2" IF	B 3-1/2" REG	8.86	9.15
	Btm Sleeve Protector				5.500					
3	String Stabilizer		4.750	2.813	5.750	39.21	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	1.78	10.93
4	MWD		4.750	1.250		56.21	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.38	20.31
5	String Stabilizer		4.750	2.813	5.750	39.21			1.78	22.09
6	Downhole Screen		4.700	1.875		49.72	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	2.19	24.28
7	Float Sub		4.720	2.250		46.08	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	1.20	25.48
8	Circ Sub		4.750	2.250		46.84			0.80	26.28
9	30x 3-1/2" HWDP		3.500	2.063		25.30			277.00	303.28
10	4-3/4" Drilling Jar		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	10.62	313.90
11	5x 3-1/2" HWDP		3.500	2.063		25.30			47.00	360.90
12	102x DP (G) 3-1/2" X 2.764" - 13.3# NC 38		3.500	2.764		14.49			940.00	1300.90
13	X-Over Sub		4.500	2.100		42.40	B 5-1/2" FH	P 3-1/2" IF	1.23	1302.13
14	DP (G) 5-1/2" X 4.778" - 21.9# (to surface)		5.500	4.778		25.21			9.00	1311.13
Total:									1311.13	

La boue utilisée dans cette section a les propriétés suivantes :

Tableau V-2: La boue utilisée dans la section 6”

Paramètre :	unité	Valeur
Mud System		Non-Damaging Versadril
Mud Wt.	s.g	1.08 - 1.11
PV	cps	8 – 12
YP @ 120 °F	lb/100 ft2	6 – 10
Gel 10"	lb/100 ft2	5 – 10
Gel 10'	lb/100 ft2	10 – 20

V.2.1. Calcul linéaire de la résistance à l'éclatement (Burst strenght)

Le graphe de la résistance à la l'éclatement par rapport à la profondeur affiche la résistance à la l'éclatement du liner après qu'il commence à subir de l'usure, en effet, l'usure réduit la résistance du tubage et affecte sa durée de vie prévue.

L'existence de rainures d'usure modifie les dimensions physiques du tubage en réduisant l'épaisseur nominale de la paroi. Cela rend le tubage plus susceptible de subir des défaillances par éclatement plus tôt que prévu.

Pour les tubages usés, la résistance à l'éclatement représente la charge de l'éclatement maximale tolérable que le tubage peut supporter. Au-delà de cela, la pression interne dépasse la pression externe, entraînant finalement une défaillance par éclatement.

La ligne rouge épaisse dans le graphe représente la résistance à l'éclatement. Les lignes en vert, bleu, violet et fuchsia représentent les résistances à la pression associées à différentes opérations.

L'axe horizontal représente les résistances à l'éclatement et l'axe vertical représente la distance le long du tubage. L'usure peut être de type incrémental ou cumulatif, l'usure incrémentale résulte de l'usure causée par une seule opération, tandis que l'usure cumulative fait référence à l'usure accumulée provenant de plus d'une opération.

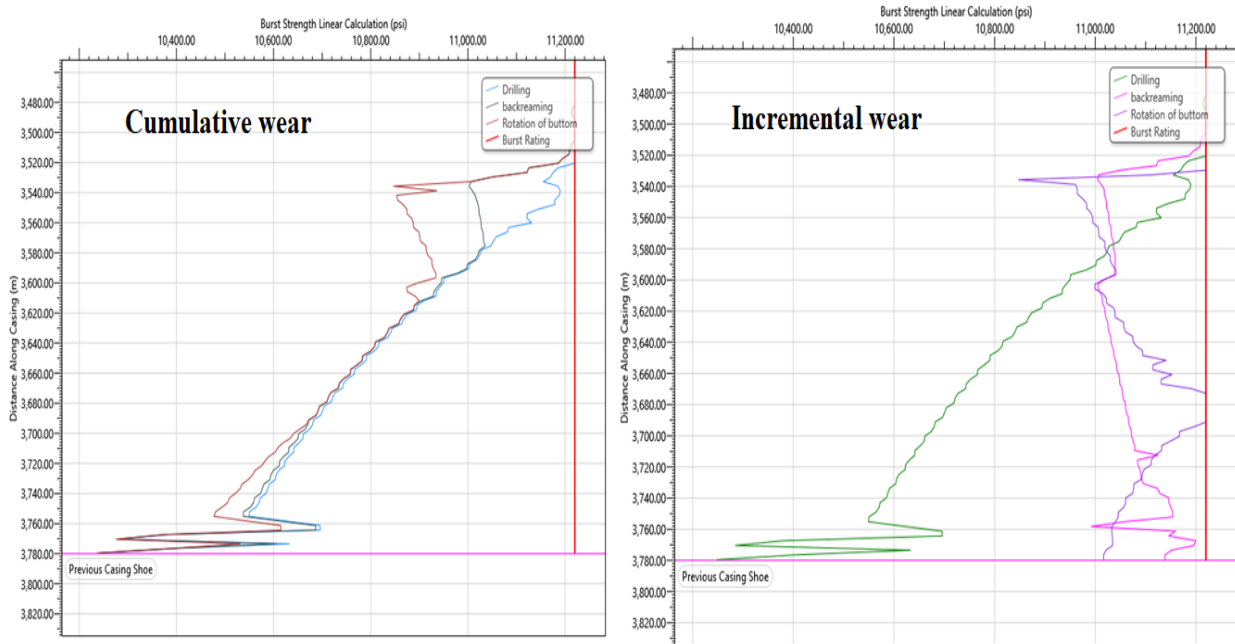


Figure V-14: La résistance à l'éclatement avec usure incrémental et cumulatif

Les résultats montrent que la résistance à la pression du tubage de 7" change après chaque opération, réduisant la résistance à l'éclatement à différentes valeurs entre 3500 et 3783 m de profondeur mesurée (MD).

Par exemple, à 3540 m de profondeur mesurée (MD), la résistance à l'éclatement a diminué de 11220 à 10860 psi en raison de l'accumulation de l'usure après les trois opérations.

La résistance à l'éclatement continue de diminuer à mesure que la profondeur diminue, atteignant 10240 psi à 3783 m de profondeur mesurée (MD) (sabot du tubage), ce qui équivaut à une diminution de 9% de la résistance à l'éclatement.

V.2.2. Profondeur de la rainure en fonction de la profondeur (Groove depth)

Ce graphe (figureV-15) montre la profondeur de la rainure le long de la section du tubage en millimètres (mm). En fonction du volume d'usure du tubage, la surface de la rainure puis la profondeur de la rainure peuvent être déterminées. La profondeur de la rainure est calculée à partir du tubage de surface jusqu'au dernier sabot de tubage.

Pendant les opérations de forage, les raccords (tools joints) et autres composants de la garniture de forage exercent des forces contre la surface interne (diamètre) du tubage/riser. Cela entraîne la formation de rainures le long du tubage/riser. La profondeur de la rainure le long du tubage/riser est calculée en fonction du volume d'usure du tubage.

L'axe horizontal de ce graphique représente la profondeur de la rainure en millimètres (mm), tandis que l'axe vertical représente la distance le long du tubage en mètres (mm).

Nous remarquons que de la même manière que la distribution des valeurs précédentes de la résistance à l'éclatement, les profondeurs de rainure augmentent le long de la section déviée de 3500 à 3783. La profondeur de rainure est de 0,91 mm pour le sabot du tubage, ce qui signifie que pour les opérations sélectionnées, le sabot a été soumis aux valeurs les plus élevées de forces normales.

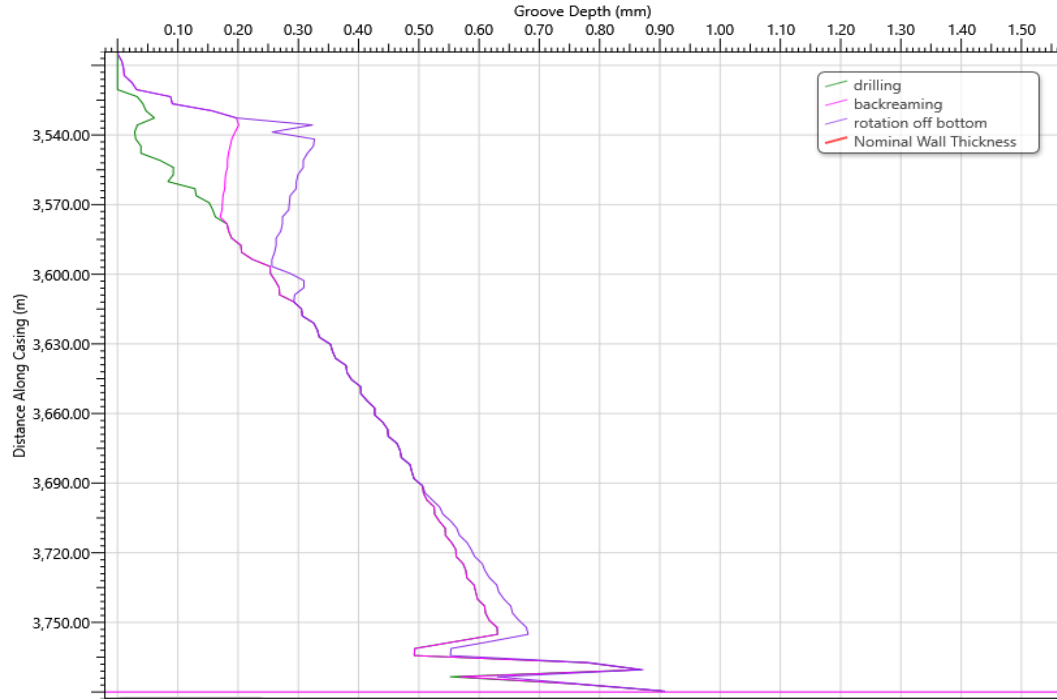


Figure V-15: Profondeur de la rainure

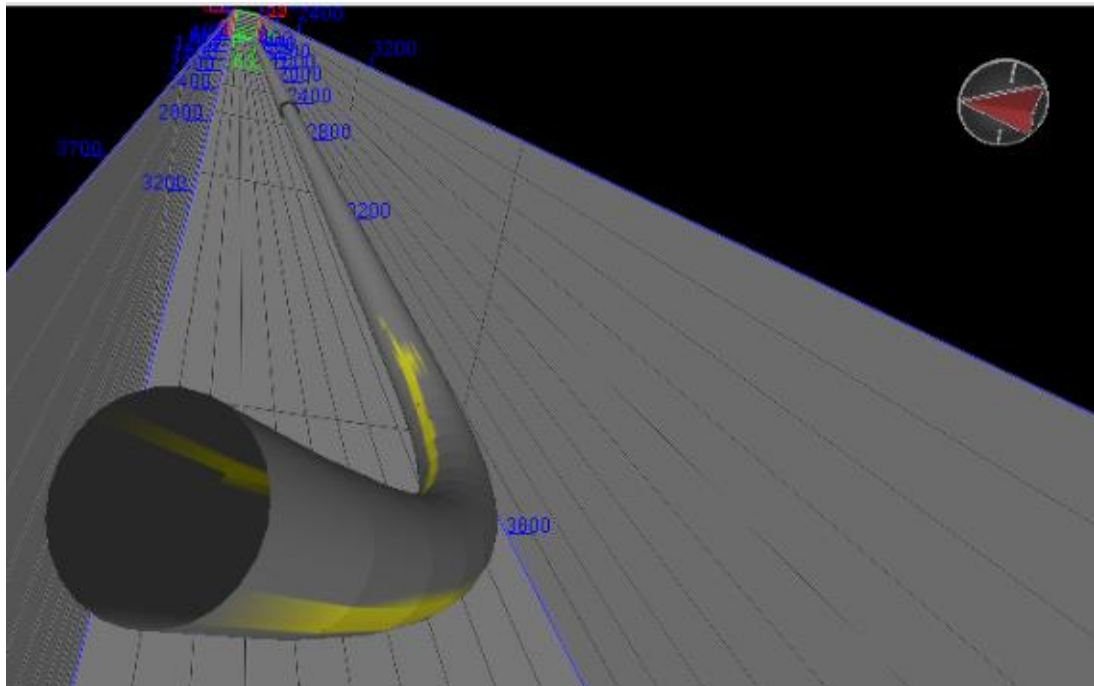


Figure V-16: Présentation 3D de l'usure du liner

CONCLUSION

Cette étude approfondie des opérations de forage a mis en évidence l'importance cruciale du torque et drag. Les analyses réalisées ont permis de mieux comprendre leurs effets le long du puits dévié.

L'utilisation d'un logiciel peut fournir un outil efficace pour surveiller en temps réel le torque et le drag, ce qui permet d'éviter d'éventuels dommages ou pertes.

En surveillant continuellement ces paramètres, les opérateurs peuvent résoudre de manière proactive les problèmes pouvant survenir pendant les opérations de forage.

Dans la simulation du poids au crochet, une analyse de sensibilité a été réalisée en tenant compte de différents facteurs de friction dans la section verticale. Les résultats ont révélé que les facteurs de friction ont un impact mineur sur les résultats, tandis qu'une augmentation de l'inclinaison entraîne une divergence dans la simulation. Cela indique que le torque et le drag jouent un rôle plus important dans les puits très inclinés.

En ce qui concerne la section d'usure du tubage et avec l'aide de la simulation, l'effet des différentes opérations sur la génération de l'usure a été examiné. Il a été conclu que plus l'inclinaison est élevée, plus les forces latérales sont élevées, ce qui entraîne une usure plus importante.

Cela souligne l'importance de comprendre le torque et le drag en relation avec des facteurs tels que la tension effective et l'usure du tubage pour une planification et une exécution efficaces des opérations de forage dévié.

En dernier, cette connaissance contribue à l'amélioration globale des performances et à la réduction des temps non productifs(NPT).

RECOMMANDATIONS

L'analyse du torque et du drag ainsi que la prévention de l'usure du tubage revêtent une importance cruciale dans le forage de puits de pétrole fortement déviés. Dans le cadre de cette thèse, il est recommandé de se concentrer sur les points suivants :

- Commencez par comprendre les concepts fondamentaux de l'analyse du torque et du drag ainsi que de l'usure du tubage dans les opérations de forage.
- Focaliser sur les forces impliquées, les facteurs qui affectent le torque et le drag, ainsi que les mécanismes d'usure du tubage.
- Mettez en évidence l'importance critique du torque et du drag lors du forage de puits de pétrole déviés.
- Effectuez et analysez des études de cas réels pour comprendre les problèmes courants liés à l'analyse du torque et du drag ainsi qu'à l'usure du tubage.
- Soulignez les conséquences potentielles, notamment les pertes de coûts et les dommages à l'équipement.

Utilisation de la modélisation :

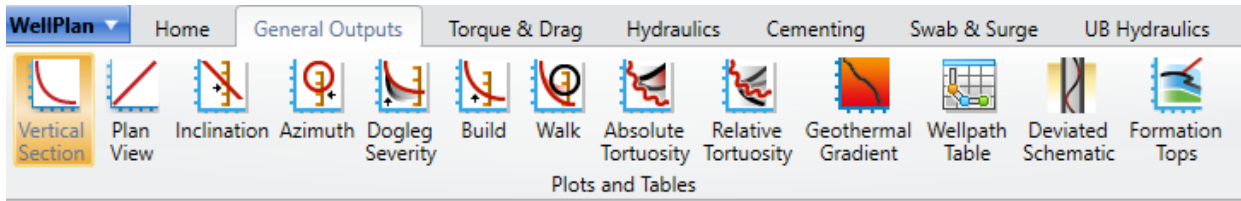
- Présentez la modélisation comme une approche inestimable pour la planification des puits et la prévention des problèmes de forage.
- Mettez l'accent sur l'importance d'identifier les problèmes spécifiques qui conduisent à un torque et drag excessifs.

Bibliographies :

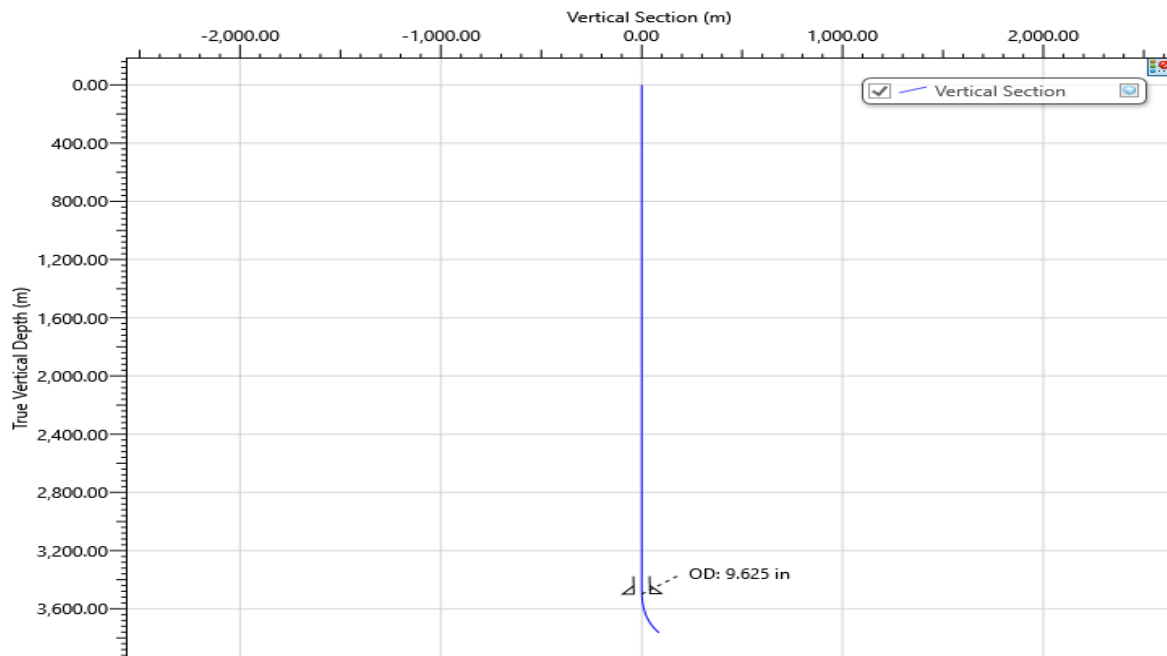
- [1] A. Belaid, Modélisation tridimensionnelle du comportement mécanique de la garniture de forage dans les puits à trajectoires complexes : application à la prédiction des frottements garniture-puits, 2010.
- [2] B. Z. Elabidine, Optimisation de la trajectoire du forage directionnel Cas d'étude : Hassi Massaoud, 2020.
- [3] Evolution of directional drilling since 1900, 2015 : IADC Drilling Manual.
- [4] B. Poedjono; G. Akinniranye; G. Conran; K. Spidle; T. San Antonio , A Comprehensive Approach to Well-Collision Avoidance, AADE-07-NTCE-28, 2007.
- [5] Wolff, C.M.M. & DeWardt, J.P, "Borehole Position Uncertainty. Analysis of measuring methods and derivation of a systematic error model," 1980 .
- [6] P. Brandon M. Foster, Introduction to Torque and Drag, Gibson reports, 1/10/2023.
- [7] R. Samuel, "Friction factors: What are they for torque, drag, vibration, bottom hole assembly and transient surge/swab analyses?," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010.
- [8] D. C. Teodoriu, "Torque and Drag Mini-Series," 2023.
- [9] C.A. Johancsik, D.B. Friesen, Rapier Dawson, Torque and Drag in Directional Wells- Prediction and Measurement, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1984.
- [10] Tom Gaynor ,doug Hamer,David C-K chen ,sperry sun ,Halliburton , "Quantifying turtuosities by friction factors in Torque and drag model," 2002. [Online]. Available: <https://doi.org/10.2118/77617-MS>.
- [11] S. Menand, "Torque & Drag & Buckling (Soft-String vs Stiff-String)," Gibson Reports, 2023.
- [12] R. S. a. R. L. Darlington Etaje, "Torque and Drag Calculations in Multilateral Wells," Society of Petroleum Engineers DOI 10.2118/212027-MS, 2022.
- [13] Juergen Maehs; Steve Renne; Brian Logan; Nerwing Diaz, "Proven methods and techniques to reduce torque and drag in pre-planning and drilling execution of oil and gas wells," 2010. [Online]. Available: <https://doi.org/10.2118/128329-MS>.
- [14] M. Abahusayn, "Operation and Design Solutions to Torque and Drag Problems," Gibson reports, 2023.
- [15] B. E. V. a. F. Reiber, "The Benefits of Monitoring Torque & Drag in Real Time," IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, 11–13 September 2000.

Annexe:

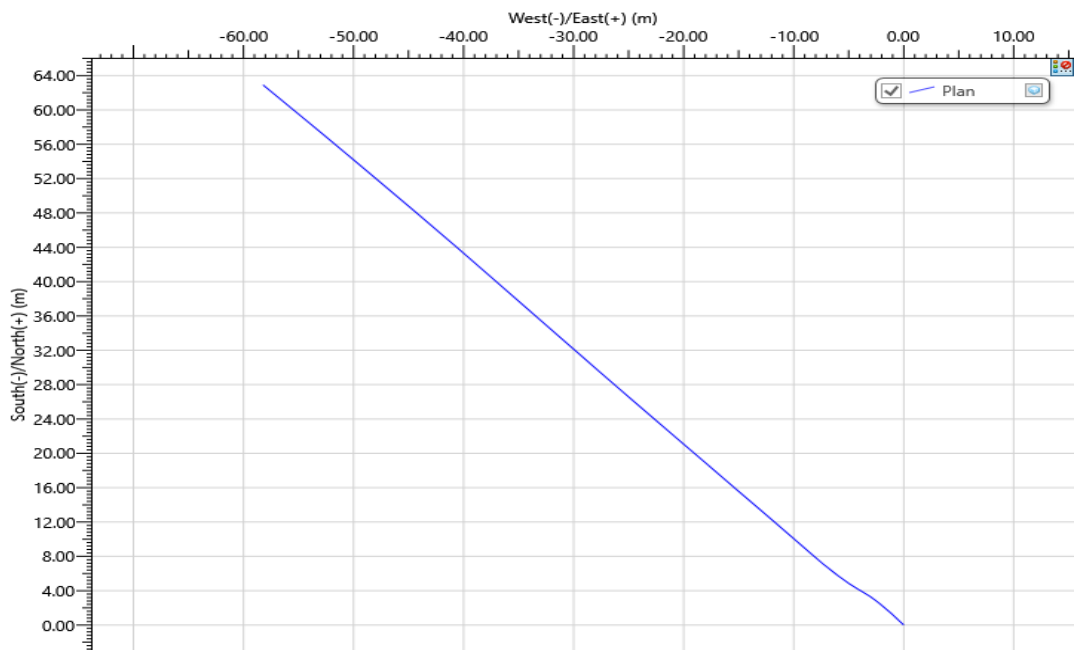
1- Outputs générales de WELLPLAN



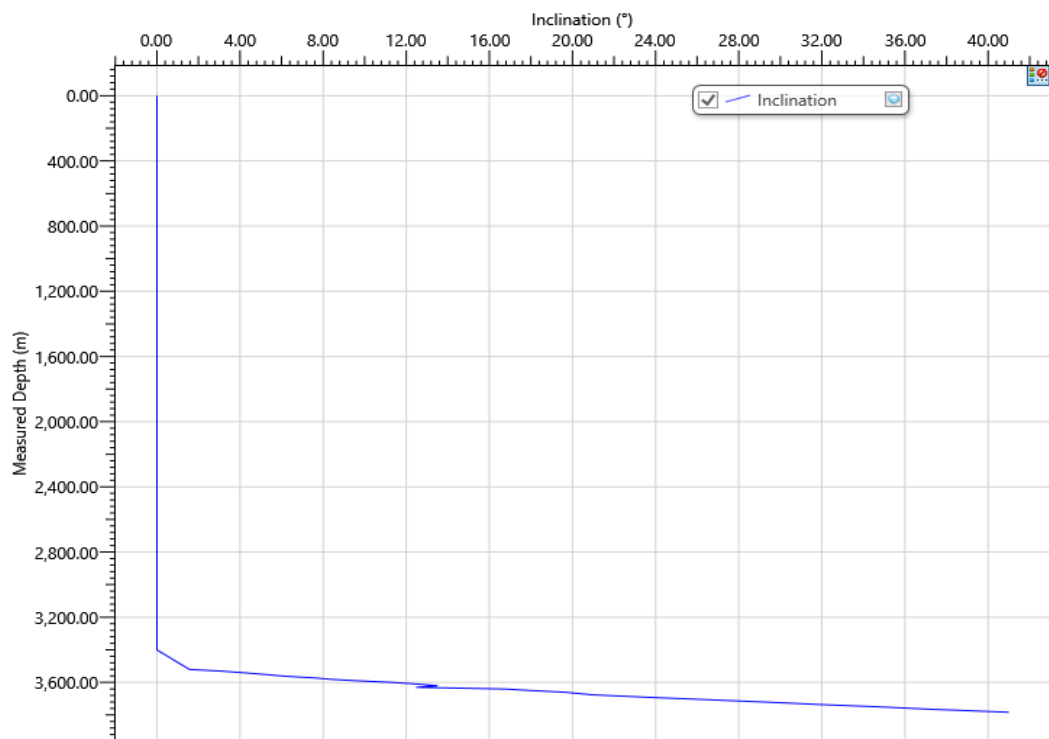
- **Vertical section** : Une projection en deux dimensions de la trajectoire du puits vue de côté. La trajectoire du puits en trois dimensions est projetée sur le plan en deux dimensions défini par les paramètres de la section verticale."



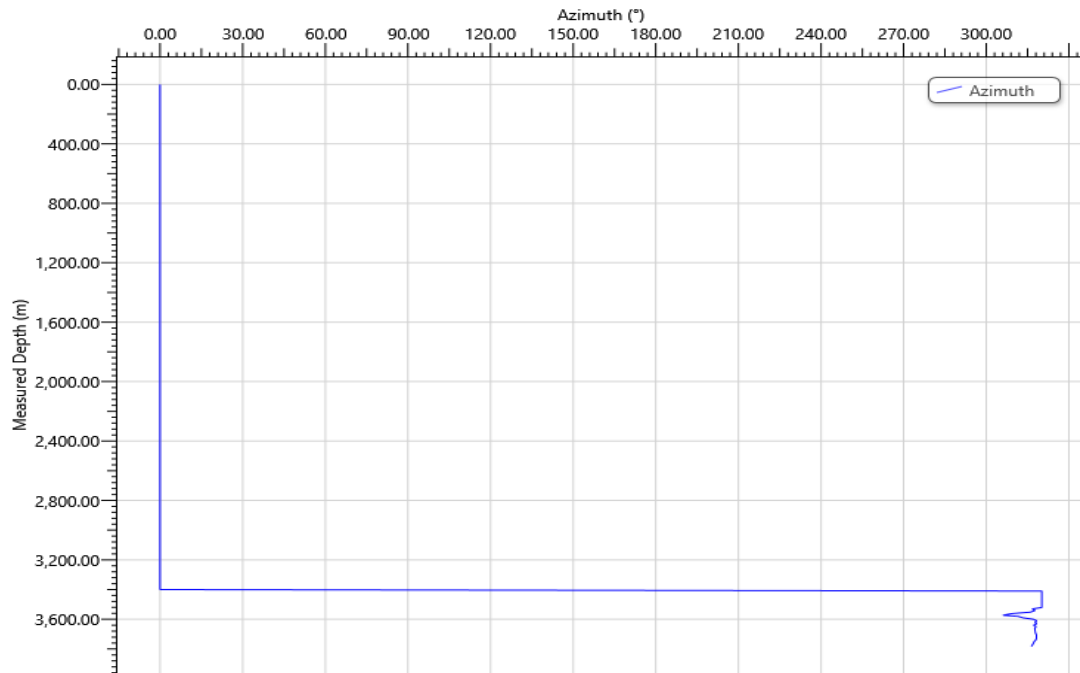
➤ **Plan view** : Le vue en dessus du plan de la trajectoire :



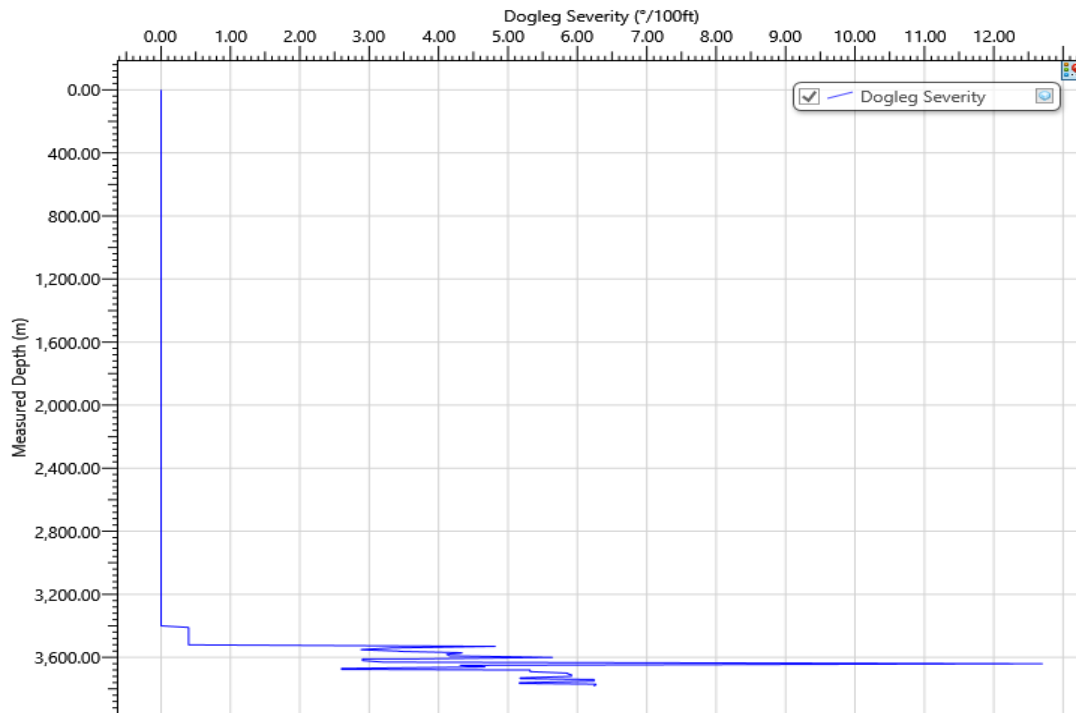
➤ **Inclination plot** : Le graphe de l'inclinaison en fonction de la profondeur mesurée :



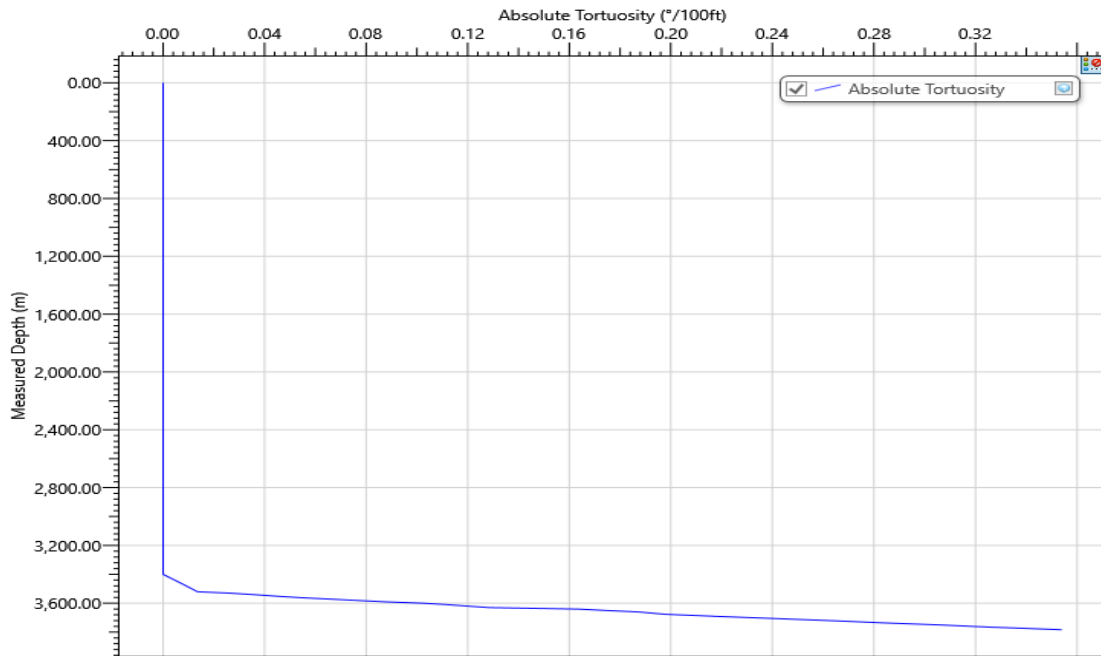
➤ **Azimuth** : Le graphe de l'azimuth en fonction de la profondeur mesurée :



➤ **Dogleg severity** : Le graphe de dogleg sévérité en fonction de la profondeur mesurée



- **Absolute tortuosity** : Le graphe de la tortuosité absolue en fonction de la profondeur mesurée :



- **Formation tops** : La représentation des formations en fonction de la profondeur verticale :

